URSEA

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua

ENERGÍA ELÉCTRICA

Texto Compilado de Normativas de URSEA

Versión julio 2021

ACLARACIÓN: El presente documento constituye un texto que tiene como objeto compilar las normas de tenor institucional, según su valor y fuerza (constitucionales, legales, reglamentarias y otras) y con criterio cronológico. No incluye las reglas aprobada por la URSEA que están en el correspondiente texto ordenado. Tiene una finalidad meramente ilustrativa, contribuyendo a facilitar la comprensión de la regulación en la materia. Como documento de ilustración no tiene carácter original, siendo a esos efectos insoslayable la consulta de los actos jurídicos específicos.

INTRODUCCIÓN AL TEXTO COMPILADO

En este tomo se incluyen las normas de diverso valor y fuerza (constitucionales, legales y Decretos del Poder Ejecutivo), ordenadas cronológicamente, del sector Energía Eléctrica de URSEA, correspondiendo destacar las siguientes normas:

a) ***Decreto-ley Nº 14.694***, Nacional de Electricidad

b) ***Decreto-ley Nº 15.031***, Orgánico de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)

c) ***Ley Nº 16.832***, de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

d) ***Ley Nº 17.598*** de creación de la URSEA y sus normas modificativas

e) ***Decreto Nº 276/002***, que aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, y sus modificativas

f) ***Decreto Nº 277/002***, que aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y sus modificativas

g) ***Decreto Nº 278/002***, que aprueba el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica, y sus modificativas

h) ***Decreto Nº 360/002***, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y sus modificativas

i) ***Decretos promocionales*** de generación de fuentes renovables, que se inician con el ***Decreto Nº 77/006***

j) ***Decreto 277/015***, referente a metodología para la fijación de cargos de transporte

k) ***Decretos N° 158/012***, ***433/012***, ***Nº 361/015***, **Nº** ***118/017*** **y N°** ***67/019***, relativos a consumidores industriales de energía eléctrica.

l) ***Decreto Nº 59/015***, que establece normas regulatorias para los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica.

INDICE

LEYES 7

DECRETO-LEY Nº 10.382, ARTÍCULO 20- SERVIDUMBRES PARA INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ... 7
DECRETO-LEY N° 14.197- SERVIDUMBRES PARA INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 7
DECRETO-LEY Nº 14.936- SERVIDUMBRES PARA INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 7
DECRETO-LEY Nº 10.383- SERVIDUMBRES PARA INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 8
LEY Nº 12.517- CONVENIO CON ARGENTINA PARA APROVECHAR RÁPÌDOS DEL RÍO URUGUAY 8
Convenio relativo al Aprovechamiento de los Rápidos del Río Ururuguay en la zona del Salto Grande 9
CÓDIGO PENAL, ARTÍCULO 343- DELITO DE HURTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 11
DECRETO-LEY Nº 14.694- LEY NACIONAL DE ELECTRICIDAD 11
DECRETO-LEY Nº 14.950- ACCIÓN EJECUTIVA PARA COBRO DE CRÉDITOS, MORA Y FACILIDADES PARA DEUDAS CON UTE 14
DECRETO-LEY Nº 15.031- LEY ORGÁNICA DE UTE 15
DECRETO-LEY Nº 15.509- CONVENIO DE EJECUCIÓN DEL ACUERDO DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA CON ARGENTINA. 20
DECRETO-LEY Nº 15.700- UTE COMO SUCESORA A TÍTULO UNIVERSAL DE COMIPAL 32
LEY Nº 16.211- LEY DE EMPRESAS PÚBLICAS 33
LEY Nº 16.832- LEY DEL MARCO REGULATORIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 33
LEY Nº 16.858.- REGULA EL RIEGO CON DESTINO AGRARIO 37
LEY Nº 17.243 ARTS. 34 Y SS.- REGULA EL ALUMBRADO PÚBLICO 38
LEY Nº 17.598- LEY ORGÁNICA DE LA URSEA 39
LEY Nº 18.012- APRUEBA *ACUERDO MARCO SOBRE COMPLEMENTACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL ENTRE LOS ESTADOS PARTES DEL MERCOSUR Y ESTADOS ASOCIADOS* 39
LEY Nº 18.160- APRUEBA ACUERDO MARCO DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA ENTRE URUGUAY Y BRASIL 41
LEY Nº 18.187- ELECTRIFICACIÓN RURAL PARA ABASTECER NUEVAS COLONIAS 43
LEY Nº 18.362- CALIFICACIÓN DE UTILIDAD PÚBLICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA Y RÉGIMEN DE SERVIDUMBRES 44
LEY Nº 18.719; ART 773- CREA FONDO DE ESTABILIZACIÓN ENERGÉTICA (FEE) 46
LEY Nº 18.996- AUTORIZA A OSE A VENDER ELECTRICIDAD A UTE Y A LA CND A CONSTITUIR UNA SOCIEDAD PARA TRATAMIENTO DE RESIDUOS PARA GENERACIÓN 46
LEY Nº 19.355- ATRIBUCIÓN DE DEBER A LA URSEA EN MATERIA DE SEGURIDAD DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS COMERCIALIZABLES Y NORMAS SOBRE ALUMBRADO PÚBLICO. 47
LEY Nº 19.438- SUSTITUYE ARTÍCULO 1782 DEL CÓDIGO CIVIL, DELIMITA AUTORIZACIÓN PARA EMITIR DEUDA PÚBLICA NACIONAL Y AUTORIZA A DAR INFORMACIÓN A GOBIERNOS DEPARTAMENTALES 48
LEY Nº 19.620-AUTORÍZASE AL PODER EJECUTIVO A TRANSFERIR EL MONTO EXCEDENTE DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN ENERGÉTICA A RENTAS GENERALES 49
LEY Nº 19.670-SE APRUEBA RENDICIÓN DE CUENTAS 2017 49
LEY Nº 19.889- LEY DE URGENTE CONSIDERACIÓN 50

DECRETOS 51

DECRETO Nº 469/980- REGLAMENTA LEY ORGÁNICA DE UTE 51
DECRETO Nº 642/988- NORMAS SOBRE ALUMBRADO PÚBLICO 54
DECRETO Nº 385/998- NORMA TRIBUTARIA 56
DECRETO Nº 323/2001- REGLAMENTA URBANIZACIONES DE PROPIEDAD HORIZONTAL 57
DECRETO Nº 276/002- *REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULATORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONA.* 59
REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULATORIO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 60
DECRETO Nº 277/002- REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 76
REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 77
DECRETO Nº 278/002- REGLAMENTO DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 105
REGLAMENTO DE TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA 106

REGLAMENTO DE TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA ANEXOS *133*
DECRETO Nº 360/002- REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RMMEE) 162
REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA *164*
REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ANEXOS *251*
DECRETO Nº 86/003- PRÓRROGA DE VIGENCIA DEL RMMEE 292
DECRETO Nº 227/003- PRÓRROGA DE VIGENCIA DEL RMMEE 292
DECRETO Nº 299/003- SE MODIFICAN NORMAS DEL RMMEE 293
DECRETO Nº 493/003- PRÓRROGA DE VIGENCIA DEL RMMEE 294
DECRETO Nº 539/003- PROMOCIÓN PARA CONSTRUCCIÓN DE CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO 295
DECRETO Nº 133/004- NORMA EXCEPCIONAL 295
DECRETO Nº 187/004- EXCEPCIONES AL RMMEE 296
DECRETO Nº 182/005- EXENCIÓN A UTE DE RECARGOS DE IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE BRASIL 297
DECRETO Nº 349/005- – REGLAMENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y AUTORIZACIONES AMBIENTALES 298
REGLAMENTO DE EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL Y AUTORIZACIONES AMBIENTALES *299*
DECRETO Nº 389/005- PROMUEVE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES DE PEQUEÑO PORTE 310
DECRETO Nº 77/006- PROMUEVE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE RENOVABLE 312
DECRETO Nº 150/006- SUSPENSIÓN PARCIAL DE REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 314
DECRETO Nº 194/006- PROCEDIMIENTO ESPECIAL DE CONTRATACIÓN DE FINANCIAMIENTO PARA UTE 315
DECRETO Nº 121/007- MODIFICACIONES AL RMMEE 316
DECRETO Nº 355/007- CONTROL DE TRANSFORMADORES, CABLES Y OTROS ELEMENTOS METÁLICOS 317
DECRETO Nº 366/007- RÉGIMEN DE GARANTÍA DE PERMANENCIA Y TASA DE CONEXIÓN 318
DECRETO Nº 395/007- ADECUACIONES A LA REGLAMENTACIÓN DE LA TASA DEL DESPACHO NACIONAL DE CARGAS 321
ANEXO *321*
DECRETO Nº 397/007- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE RENOVABLE 322
DECRETO Nº 58/008- EXCENCIONES TRIBUTARIAS DE ADQUISICIONES DE ELECTRICIDAD DESDE ZONAS FRANCAS 324
DECRETO Nº 258/008- DIFIERE ENTRADA EN VIGENCIA DE DECRETO Nº 366/007 325
DECRETO Nº 296/008- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE RENOVABLE 325
DECRETO Nº 299/008- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE RENOVABLE 327
DECRETO Nº 336/008- EXENCIONES TRIBUTARIAS PARA UTE 327
DECRETO Nº 460/008- FIJA EN 0% TASA CONSULAR 328
DECRETO Nº 527/008- APRUEBA PLAN ENERGÉTICO INSTITUCIONAL 329
DECRETO Nº 593/008- GRUPO DE TRABAJO SOBRE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE FUENTE NUCLEAR 330
DECRETO Nº 623/008- HOMOLOGA ARRENDAMIENTO DE SERVICIOS DE DESPACHO DEL SIN CELEBRADO ENTRE ADME Y UTE 331
DECRETO Nº 258/009- MAPA EÓLICO DEL URUGUAY 331
DECRETO Nº 354/009- DECLARA DE INTERÉS NACIONAL DE CIERTAS ACTIVIDADES ENERGÉTICAS 333
DECRETO Nº 377/009- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE RENOVABLE 335
DECRETO Nº 403/009- PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 337
DECRETO Nº 545/009- EXHORTACIÓN A UTE EN MATERIA DE DISTRIBUCIÓN DE FACTURAS 340
DECRETO Nº 567/009- CRITERIO DE DESPACHO DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 340
DECRETO Nº 598/009- MODIFICA REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 341
DECRETO Nº 41/010- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 344
DECRETO Nº 72/010- AJUSTES A LA REGULACIÓN DE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA GENERAR ELECTRICIDAD 345
DECRETO Nº 123/010- AJUSTE A LA REGLAMENTACIÓN DE LA TASA DE DESPACHO NACIONAL DE CARGAS 346
DECRETO Nº 152/010- SUSCRIPCIÓN AL PLAN ENERGÉTICO INSTITUCIONAL PARA DEPENDENCIAS DEL PODER EJECUTIVO. 347

DECRETO Nº 173/010- PROMOCIÓN DE LA ADQUISICIÓN DE UTE DE ELECTRICIDAD PROVENIENTE DE MICROGENERADORES PERTENECIENTES A SUSCRIPTORES 349
DECRETO Nº 343/010- AJUSTES A LA PROMOCIÓN DE LA ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 350
DECRETO Nº 367/010- PROMOCIÓN DE LA ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS A PARTIR DE BIOMASA352
DECRETO Nº 408/010- TASA DE DESPACHO NACIONAL DE CARGAS. CANCELACIÓN DE APORTES DE ADME A UTE 357
DECRETO Nº 159/011- PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 358
DECRETO Nº 424/011- PROMOCIÓN DE LA ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA 362
DECRETO Nº 442/011- REGLAMENTACIÓN DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE ENERGÍA 364
DECRETO N° 86/012- APROBACIÓN DEL FIDEICOMISO URUGUAYO DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA (FUDAEE) 367
ANEXO MANUAL DE OPERACIONES DEL FUDAEE 370
DECRETO N° 135/012- FIJA LA REMUNERACIÓN PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL 2012 372
DECRETO NO. 136/012- DETERMINACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. . 373
ANEXO 374
DECRETO N° 137/012- FIJA LA REMUNERACIÓN PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL AÑO 2012 375
DECRETO Nº 138/012- APRUEBA CARGOS Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN. 375
ANEXO I 376
ANEXO II 383
DECRETO N° 158/012- PROMUEVE CELEBRACIÓN DE CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE UTE Y CONSUMIDORES INDUSTRIALES RELATIVOS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA. 383
DECRETO N° 433/012- NORMAS RELATIVAS A CONSUMIDORES INDUSTRIALES QUE PRODUZCAN ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTE PRIMARIA EÓLICA. 388
DECRETO N° 63/013- MODIFICACIONES AL DECRETO REGLAMENTARIO DE LA LEY ORGÁNICA DE LA UTE 392
DECRETO N° 105/013- MODIFICACIONES AL RMMEE 394
DECRETO N° 113/013- CRITERIO DE DESPACHO DE CENTRALES GENERADORAS ELÉCTRICAS DE FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA 395
DECRETO N° 133/013- PROMOCIÓN DE ADQUISICIÓN POR UTE DE ELECTRICIDAD DE CENTRALES GENERADORAS DE FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA 396
DECRETO N° 174/013- AJUSTES A LA REGLAMENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 400
DECRETO N° 420/013- AJUSTES A LA PROMOCIÓN ESTABLECIDA POR EL DECRETO Nº 133/013 401
DECRETO N° 23/014- SE CONSIDERAN BIENES INCORPORALES A INVERSIONES REALIZADAS POR TITULARES DE PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE FUENTE EÓLICA 402
DECRETO N° 40/014- TASA CONSULAR 403
DECRETO N° 53/014- REGULA LÍMITES PARA LA EXPOSICIÓN HUMANA A CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS 403
DECRETO N° 116/014- REGLAMENTA TRANSACCIONES DE ELECTRICIDAD ENTRE UNA ZONA FRANCA Y TERRITORIO NO FRANCO 409
DECRETO N° 227/014- FIJA REMUNERACIÓN RECONOCIDA PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL AÑO 2013 411
DECRETO N° 249/014- ACTUALIZA LA REMUNERACIÓN RECONOCIDA PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LOS CARGOS RESPECTIVOS PARA LOS USUARIOS PARA EL 2013. 414
DECRETO N° 58/015- SE EXHORTA A UTE PARA QUE PROMUEVA PROCEDIMIENTO COMPETITIVO PARA ADJUDICAR ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRAL GENERADORA A PARTIR DE BIOMASA. 417
DECRETO N° 59/015- FÍJANSE NORMAS REGULATORIAS DE LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA DE FUENTE EÓLICA Y SOLAR FOTOVOLTAICA. 423
DECRETO N° 178/015- DEROGA EL DECRETO Nº 311/006 QUE DISPUSO EL ADELANTO DE LA HORA LEGAL EN TODA LA REPÚBLICA, EL PRIMER DOMINGO DEL MES DE OCTUBRE DE CADA AÑO 426
DECRETO N° 217/015- MODIFICA EL REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MATERIA DE EXPORTACIÓN SPOT. 426

DECRETO N° 277/015- SE APRUEBA LA ACTUALIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN Y DEL SISTEMA DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 428
DECRETO N° 361/015- EXHORTA A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES, PARA INDUSTRIAS CON CIERTO NIVEL DE GASTO ELÉCTRICO. 439
DECRETO N° 377/015- APRUEBA PRESUPUESTO DE LA ADME 2015 441
DECRETO N° 26/016- APRUEBA LOS VALORES DE LOS CARGOS POR EL USO DE LA RED DE INTERCONEXIÓN DE TRASMISIÓN Y DE SUBTRASMISIÓN 442
DECRETO N° 27/016- INCORPORACIÓN DE COMPONENTE NACIONAL EN EL MARCO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRASMISIÓN, SUBTRASMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. 443
DECRETO N° 78/016- SE EXHORTA A UTE A ADMITIR CERTIFICADOS DE COMPONENTE NACIONAL DE LA INVERSIÓN EXPEDIDOS POR LA CÁMARA DE INDUSTRIAS DEL URUGUAY 445
DECRETO N° 422/016- APRUEBA PRESUPUESTO DE ADME 2016 446
DECRETO N° 454/016- EXONERACIONES FISCALES PARA PANELES SOLARES DESTINADOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA 447
DECRETO N° 117/017- SUSPENDE EXHORTACIÓN A UTE PARA REALIZAR LLAMADO PARA CONTRATACIÓN CON GENERADOR BIOMÁSICO 448
DECRETO N° 118/017- EXHORTACIÓN A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES PARA EMPRESAS INDUSTRIALES. 449
DECRETO N° 138/017- EXHORTACIÓN A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES EN EL SECTOR LÁCTEO. . 452
DECRETO N° 228/017- APRUEBA LOS VALORES DE LOS CARGOS POR EL USO DE LA RED DE INTERCONEXIÓN DE TRASMISIÓN Y DE LA RED DE SUBTRASMISIÓN 453
DECRETO Nº 310/017- APRUEBA POLÍTICA NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO 454
DECRETO N° 327/017- EXHORTA A UTE A ADMITIR LOS CERTIFICADOS DE COMPONENTE NACIONAL DE LA INVERSIÓN VINCULADOS A LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTE RENOVABLE. 458
DECRETO N° 332/017- EXHORTA A UTE A INSTRUMENTAR UN BENEFICIO COMERCIAL, QUE CONSISTIRÁ EN UN DESCUENTO MENSUAL DEL GASTO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN IVA, PARA LOS SUMINISTROS IDENTIFICADOS CON USOS ELÉCTRICOS DE RIEGO CON FINES PRODUCTIVOS ENTRE NOVIEMBRE 2017 Y MARZO 2018. 459
DECRETO N° 386/017- APRUÉBASE EL PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA QUE EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL AMPARADO EN EL DECRETO NO. 158/012 DEBERÁ PAGAR A UTE 460
DECRETO N° 388/017- APRUEBA EL PRESUPUESTO DE LA ADME 461
DECRETO N° 135/018- EXHÓRTASE A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES PARA EMPRESAS INDUSTRIALES LOCALIZADAS EN TERRITORIO NACIONAL QUE INCREMENTEN EL VOLUMEN FÍSICO EXPORTADO. 462
DECRETO N° 170/018- EXHÓRTASE A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES PARA EMPRESAS O ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES CON AL MENOS UN AÑO DE OPERACIÓN A LA FECHA DE APROBACIÓN DEL PRESENTE DECRETO 463
DECRETO N° 264/018- EXHÓRTASE A UTE A INSTRUMENTAR UN PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES PARA SUSCRITORES DE UTE CATEGORIZADOS DE ACUERDO A INSTRUCTIVO QUE EMITA EL MIEM 466
DECRETO N° 276/018- APRUEBA EL PRESUPUESTO DE LA ADME 468
DECRETO N° 298/018- ENCOMIÉNDASE LA ELABORACIÓN DE UNA PRIMERA ETAPA DEL PLAN DE LA CUENCA DEL RÍO NEGRO PARA ATENDER LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SUS AGUAS, LA QUE SE DENOMINARÁ: INICIATIVA PARA EL RÍO NEGRO 469
DECRETO N° 299/018- EXHÓRTASE A UTE A QUE LOS BIENES Y SERVICIOS DESTINADOS A LA EXPANSIÓN O AMPLIACIÓN DE SU PARQUE GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CUALQUIERA SEA EL PROCEDIMIENTO JURÍDICO UTILIZADO, TENGAN INCORPORADO EL COMPONENTE NACIONAL, DE ACUERDO A LOS CRITERIOS QUE ESTABLEZCA EL MIEM 473
DECRETO N° 64/019- SE APRUEBAN LOS CARGOS POR EL USO DE LA RED DE INTERCONEXIÓN DE TRASMISIÓN, DE SUBTRASMISIÓN Y CARGOS POR POTENCIA EXCEDENTARIA 475
DECRETO N° 65/019- SE FIJA LA REMUNERACIÓN RECONOCIDA PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS UNITARIOS CORRESPONDIENTES AL AÑO 2018. 480
DECRETO N° 66/019- SE FIJA LA REMUNERACIÓN RECONOCIDA PARA LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS UNITARIOS CORRESPONDIENTES AL AÑO 2018. 484
DECRETO N° 67/019- SE APRUEBA EL PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA QUE EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL AMPARADO EN EL DECRETO NO. 158/012 DEBERÁ PAGAR A UTE 489

DECRETO N° 163/019- SE APRUEBA EL PRESUPUESTO CORRESPONDIENTE A LA ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (ADME) PARA EL EJERCICIO 2019. 491
DE 10 DE JUNIO DE 2019, PUBLICADO EN D.O. EL 17 DE JUNIO DE 2019- SE APRUEBA EL PRESUPUESTO CORRESPONDIENTE A LA ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (ADME) PARA EL EJERCICIO 2019. 491
DECRETO N° 168/019- SE DISPONE QUE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ASOCIADAS A PROCESOS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SERÁN DESPACHADAS EN PRIMER LUGAR SIEMPRE QUE SE ENCUENTREN EN IGUALDAD DE COSTOS VARIABLES UNITARIOS QUE OTRAS CENTRALES DE GENERACIÓN. 492
DE 17 DE JUNIO DE 2019, PUBLICADO EN D.O. EL 25 DE JUNIO DE 2019- SE DISPONE QUE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ASOCIADAS A PROCESOS DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SERÁN DESPACHADAS EN PRIMER LUGAR SIEMPRE QUE SE ENCUENTREN EN IGUALDAD DE COSTOS VARIABLES UNITARIOS QUE OTRAS CENTRALES DE GENERACIÓN. 492
DECRETO N° 169/019- SE APRUEBAN LOS VALORES DE LAS REMUNERACIONES RECONOCIDAS ANUALES PARA LAS INSTALACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRASMISIÓN Y DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Y LOS VALORES DE LOS CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LOS VALORES DE LOS CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 493
DECRETO N° 209/019- CRÉASE EN LA ÓRBITA DEL PODER EJECUTIVO EL COMITÉ NACIONAL DE SEGURIDAD DE REPRESAS 496
DECRETO N° 279/019- SE OTORGAN BENEFICIOS FISCALES A LAS INVERSIONES REALIZADAS POR TITULARES DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES DESTINADAS A LA CONEXIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 499
DECRETO N° 379/019- SE APRUEBAN LOS CARGOS POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 22, 15 Y 6,4 KV Y LOS RECARGOS POR POTENCIA EXCEDENTARIA QUE SE DETERMINAN. 500
DECRETO N° 380/019- SE FIJA LA REMUNERACIÓN ANUAL RECONOCIDA PARA LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 22, 15 Y 6,4 KV DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS UNITARIOS CORRESPONDIENTES AL AÑO 2019, EN LA SUMA QUE SE DETERMINA 504
DECRETO N° 26/020- SE FIJAN LOS VALORES UNITARIOS MÁXIMOS DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON LA REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL ASOCIADOS A LOS INTERCAMBIOS SPOT (EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN) 507
DECRETO N° 27/020- SE AUTORIZA A LOS SUSCRITORES CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN, A GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA INSTALACIÓN DE BATERÍAS QUE OPEREN EN PARALELO Y QUE NO INYECTEN ENERGÍA A LA RED DEL DISTRIBUIDOR. 509
DECRETO N° 81/020- SE ACTUALIZA LA REMUNERACIÓN RECONOCIDA ANUAL PARA LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 22 KV, 15 KV Y 6,4 KV, Y LOS CARGOS POR EL USO DE DICHO SISTEMA. 511
DECRETO N° 82/020- SE APRUEBAN LOS VALORES DE LAS REMUNERACIONES RECONOCIDAS ANUALES PARA LAS INSTALACIONES DE LOS SISTEMAS DE TRASMISIÓN Y DE SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 516
DECRETO N° 84/020- SE EXHORTA A UTE A MANTENER DURANTE EL AÑO 2020 EL PROGRAMA DE BENEFICIOS COMERCIALES PARA PRODUCTORES LECHEROS Y EMPRESAS O UNIDADES PRODUCTIVAS DE LA CADENA PRODUCTIVA LÁCTEA. 518
DECRETO N° 85/020- SE EXHORTA A UTE A MANTENER EL BENEFICIO COMERCIAL EN CURSO, EN LOS PLAZOS INICIALMENTE PREVISTOS PARA LOS SUMINISTROS IDENTIFICADOS CON USOS ELÉCTRICOS DE RIEGO CON FINES PRODUCTIVOS, E INSTRUMENTARLO NUEVAMENTE PARA EL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE NOVIEMBRE DEL AÑO 2020 A MARZO DEL AÑO 2021. 519
DECRETO N° 119/020- SE EXHORTA A UTE A SUSPENDER LOS CORTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR NO PAGOS DE SERVICIOS 520
DECRETO N° 134/020- SE EXHORTA A UTE A INSTRUMENTAR BENEFICIO COMERCIAL A SUMINISTROS CON USOS ELÉCTRICOS DE RIEGO CON FINES PRODUCTIVOS 520
DECRETO N° 211/020- SE APRUEBA EL PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA QUE EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL AMPARADO EN EL DECRETO NO. 158/012 DE 17 DE MAYO DE 2012, DEBERÁ PAGAR A UTE 521
DECRETO N° 382/020- SE APRUEBA EL PRESUPUESTO DE ADME PARA EL EJERCICIO 2020 523
DECRETO N° 25/021- SE EXHORTA A UTE A PRORROGAR LOS PROGRAMAS DE BENEFICIOS PROMOVIDOS POR DECRETOS ANTERIORES. . 524
DECRETO N° 37/021- SE EXHORTA A UTE A MANTENER BENEFICIOS COMERCIALES A LECHEROS Y EMPRESAS RELACIONADAS A LA CADENA PRODUCTIVA LÁCTEA EN EL 2021. 525

RESOLUCIONES 527

RESOLUCIÓN Nº 541/004- APRUEBA ACUERDO ENTRE UTE Y ELECTROBRAS SOBRE CÁLCULO PROVISORIO DE PEAJE DE LA ESTACIÓN CONVERSORA DE FRECUENCIA DE RIVERA 527

RESOLUCIÓN DEL MIEM S/N 07/2013- SE EXHORTA A UTE A APLICAR LA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPONENTE NACIONAL DE LA INVERSIÓN EN LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTRATACIÓN 529
RESOLUCIÓN Nº 439/013- AUTORIZA ACUERDO ENTRE ESTADO-MIEM Y UTE PARA ADQUIRIR EQUIPAMIENTO PARA UNA PLANTA FOTOVOLTAICA PILOTO, Y SU ENTREGA A UTE EN COMODATO 533
RESOLUCIÓN MIEM SIN NÚMERO- SE APRUEBAN CONDICIONES DEL PROGRAMA DE BENEFICIOS ESTABLECIDO POR EL DECRETO Nº 361/015 535
RESOLUCIÓN PODER EJECUTIVO Nº 799/017- AUTORIZA A UTE A CELEBRAR CONVENIO MARCO PARA ADQUISICIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS. 542
RESOLUCIÓN MIEM SIN NÚMERO- APRUÉBANSE LAS CONDICIONES DEL PROGRAMA DE BENEFICIOS, SU MECANISMO DE IMPLEMENTACIÓN, Y LA VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES, QUE REGULARÁN LA APLICACIÓN DEL DECRETO NO. 135/018. 545
INSTRUCTIVO DEL DECRETO N° 135/018 APROBADO EL 7 DE MAYO DE 2018 QUE PROMUEVE EL AUMENTO DEL VOLUMEN FÍSICO COMERCIALIZADO EN EL MERCADO EXTERNO ... 546
1ª ETAPA: SOLICITUD DE ADHESIÓN AL DECRETO 549
2ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN POR EL MIEM Y COMUNICACIÓN DE LAS EMPRESAS QUE CALIFICAN PARA RECIBIR EL BENEFICIO 550
3ª ETAPA: APORTE DE LA INFORMACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS..... 550
4ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR LAS EMPRESAS Y POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE ADUANAS PARA EVALUAR EL OTORGAMIENTO DEL BENEFICIO EN EL PRIMER PERÍODO 550
5ª ETAPA: PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA PRORROGAR EL PERÍODO DE BENEFICIO550
6ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA PARA PRORROGAR EL PERÍODO DE BENEFICIO..... 551
7ª ETAPA: APORTE DE LA INFORMACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS EN EL SEGUNDO PERÍODO DE BENEFICIO 551
8ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR LAS EMPRESAS Y POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE ADUANAS PARA EL OTORGAMIENTO DEL BENEFICIO EN EL SEGUNDO PERÍODO 551
9ª ETAPA: PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA DEMOSTRAR LA CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN EL SEGUNDO PERÍODO DE BENEFICIO 552
10ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA 552
ANEXO I MODELO DE CERTIFICADO CONTABLE 552
2) DATOS IDENTIFICATORIOS DEL SOLICITANTE DEL BENEFICIO..... 552
3) DECLARACION DE:..... 553
4) RELACION DEL PROFESIONAL ACTUANTE..... 553
FIRMA CONTADOR..... 553
RESOLUCIÓN MIEM SIN NÚMERO- APRUÉBANSE LOS INSTRUCTIVOS QUE REGULARÁN LA APLICACIÓN DEL DECRETO NO. 264/018, RELATIVO A LA PROMOCIÓN PARA EMPRESAS ELECTRO-INTENSIVAS CON ALTO FACTOR DE UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO O INCREMENTO DEL EMPLEO. 554
RESOLUCIÓN PODER EJECUTIVO Nº 290/019- SE AUTORIZA EL PROCEDIMIENTO ESPECIAL QUE SE DETERMINA DE UTE, PARA LA CONTRATACIÓN DE EMPRESAS PARA TRABAJOS EN ACONTECIMIENTOS GRAVES E IMPREVISTOS COMO CONSECUENCIA DE SITUACIONES EXTREMAS 559

LEYES

Decreto-ley Nº 10.382, artículo 20- Servidumbres para instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica

De 13 de febrero de 1943, publicado en D.O. el 6 de febrero de 1943, modificado por el art. 339 de la Ley Nº 14.106, y posteriormente por Decreto-ley Nº 14.197, promulgado el 17 de mayo de 1974, publicado en D.O. el 24 de mayo de 197 (ver a continuación), ampliado por el art. 1º del Decreto-ley Nº 14.936, promulgado el 27 de setiembre de 1979, publicado en D.O. el 23 de octubre de 1979 (ver a continuación). – Sujeta a las propiedades linderas de todo camino público, fuera de las plantas urbanas y zonas suburbanas, a la servidumbre de instalación y conservación de líneas telegráficas, telefónicas y de transporte y distribución de energía eléctrica.

Decreto-ley N° 14.197- Servidumbres para instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica

Artículo 1º. Modifícase el artículo 20 del Decreto-ley Nº 10.382, de 13 de febrero de 1943, con la redacción dada por el artículo 339 de la Ley Nº 14.106, de 14 de marzo de 1973, el que quedará redactado de la siguiente manera:

> "Artículo 20**.** En propiedades linderas de todo camino público, fuera de las plantas urbanas y zonas suburbanas, no se podrá levantar construcción de clase alguna dentro de una faja de quince metros de ancho a partir del límite de la propiedad privada con la faja de dominio público. Frente a las Rutas Nacionales dicha faja tendrá un ancho de veinticinco metros, con excepción de las Rutas Nacionales 1, 2, 3, 5, 8, 9 y 26, frente a las que tendrá un ancho de cuarenta metros.
>
> Esta faja queda también sujeta a la servidumbre de instalación y conservación de líneas telegráficas, telefónicas y de transporte y distribución de energía eléctrica.
>
> - Esta servidumbre es de carácter gratuito, pero si su implantación causare perjuicios a la propiedad privada, esos perjuicios deberán ser indemnizados de acuerdo al derecho común.
> - En las Rutas 1, 9 e Interbalnearia y en aquellas que se declararan en el futuro de interés turístico, se deberán mantener las zonas "non edificandi" en condiciones decorosas, prohibiéndose el depósito de materiales, leña, escombros, etc., como asimismo, el estacionamiento de vehículos en reparación.
> - La limitación que prevé el primer apartado del presente artículo, no regirá con respecto a la colocación de propaganda debidamente autorizada".

Decreto-ley Nº 14.936- Servidumbres para instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica

Artículo 1º. Extiéndese a las Rutas Nacionales números 2, 3, 5, 8, 11, 18, 21, 24, 26, 30 (Artigas-Masoller-Tranquera-Empalme con Ruta Nº 5 en el kilómetro469), 93 (Empalme con Ruta Nº 9 en el kilómetro 105 - Empalme con Ruta Nº10 - Arroyo del Potrero) y 101 (Tramo "Avenida de las Américas"; Arroyo Carrasco - Aeropuerto Nacional de Carrasco) lo dispuesto en los incisos 4º y 5º del artículo 20 del Decreto - ley Nº 10.382, de 13 de febrero de 1943,en la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 14.197 de 17 de mayo de1974.

Decreto-ley Nº 10.383- Servidumbres para instalaciones de transporte de energía eléctrica

De 13 de febrero de 1943, publicado en D.O. el 27 de febrero de 1943. – Determina las servidumbres para la construcción, vigilancia y servicio de la línea de transporte de energía hacia Montevideo, generada en la represa en Rincón del Bonete, disponiéndose las indemnizaciones respectivas para los propietarios afectados por los inmuebles expropiados, en virtud de la declaración de utilidad pública

Artículo 1º. Para la construcción, vigilancia y servicio de la línea de transporte de energía eléctrica Rincón del Bonete-Montevideo, así como de sus complementos o ampliaciones, la propiedad inmueble que resulte afectada quedará sujeta a las siguientes servidumbres:

A) De ocupación definitiva del área necesaria para las torres, mástiles y soportes de cualquier clase y dimensión.

B) De limitación del derecho de uso o de goce en la forma y con la amplitud que resulten necesarias para los fines expresados, para la seguridad en general, y para la especial de las obras y cables aéreos.

C) De estudio, de paso y de ocupación temporaria, sin perjuicio de las demás servidumbre ya establecidas para otras obras públicas y que se declaran vigentes para éstas en cuanto sean aplicables.

Las servidumbres a que se refieren los apartados B) y C) serán reglamentadas por el Poder Ejecutivo, el que determinará la extensión de las franjas de terreno en que se limite o prohíba la edificación, la construcción de zanjas, pozos, molinos, antenas, etc., la existencia o plantación de árboles de gran desarrollo, la explotación del suelo en forma que resulte peligrosa o inconveniente, así como la forma en que se impondrán, ejercerán y vigilarán las servidumbres.

Artículo 2º. Serán indemnizados los daños y perjuicios que sean consecuencia directa, inmediata y necesaria de las servidumbres, sin que la reclamación, por los interesados, pueda impedir o retardar la efectividad de las servidumbres. La RIONE fijará la indemnización que corresponda y en caso de no ser aceptada, o de no llegarse a un avenimiento, se estará a lo dispuesto por el artículo 5º de la ley número 9.026 de Abril 29 de 1933, rigiendo en cuanto a la competencia la ley número 9.722 de Noviembre 18 de 1937 y las que la modifiquen.

Artículo 3º. Cuando a causa de las servidumbres a que se refiere el artículo 1º quedaren inmuebles que por sus dimensiones resultaren notablemente depreciados o inadecuados para su edificación o aprovechamiento, la RIONE podrá decidir la expropiación, o el propietario solicitarla dentro de los quince días de notificado de la imposición de las servidumbres. En este último caso la RIONE resolverá conforme a lo dispuesto por el artículo 5º y concordantes de la ley número 9.722. La notificación de la imposición de las servidumbres a que se refieren los apartados A) y B) del artículo 1º y la definitiva de paso para el servicio y vigilancia de la línea, se efectuará en la misma forma que la de la designación de inmuebles a expropiarse para las obras hidroeléctricas del Río Negro. En cuanto a la notificación de las demás servidumbres, se estará a lo dispuesto por el artículo 3º de la ley número 9.026 de Abril 29 de 1933.

Artículo 4º. Declárase de utilidad pública la expropiación de los inmuebles mencionados por el artículo 3º, así como la de los que resulten necesarios para las obras a que se refiere este decreto-ley. A todos los efectos de estas expropiaciones, regirán la ley número 9.722 de Noviembre 18 de 1937 y las que la modifiquen.

Artículo 5ª. Comuníquese, etc.

Ley Nº 12.517- Convenio con Argentina para aprovechar rápìdos del río Uruguay

De 19 de agosto de 1958, publicada en D.O. el 28 de agosto de 1958. - Aprueba el Convenio celebrado con la República Argentina para el aprovechamiento de los rápidos del río Uruguay en la zona del Salto Grande, suscrito en Montevideo, el 30 de diciembre de 1946 por los plenipotenciarios de nuestro país y de la República Argentina.

Artículo 1°. Apruébase el Convenio celebrado con la República Argentina para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona del Santo Grande, suscrito en Montevideo, el 30 de diciembre de 1946, por los plenipotenciarios de nuestro país y de la República Argentina.

Artículo 2°. Comuníquese, etc.

Convenio relativo al Aprovechamiento de los Rápidos del Río Ururuguay en la zona del Salto Grande

Artículo 1º.- Las Altas Partes Contratantes declaran para los efectos del presente Convenio, que las aguas del Río Uruguay serán utilizadas en Común por partes iguales.

Artículo 2º.- Las Altas Partes Contratantes acuerdan designar una Comisión Técnica Mixta compuesta de igual número de delegados por cada país, la que tendrá a su cargo todos los asuntos referentes a la utilización, represamiento y derivación de las aguas del Río Uruguay.

Los sueldos y gastos de los Delegados mencionados precedentemente, serán costeados por los Gobiernos respectivos.

Artículo 3º.- La Comisión Técnica Mixta dictará su reglamento técnico administrativo y formulará su plan de trabajo, ajustando su contenido a las siguientes reglas y principios que las Altas Partes Contratantes acuerdan a este propósito:

A) Las diversas utilizaciones de aguas tendrán el siguiente orden de prioridad y no se permitirá ninguna utilización que las estorbe o restrinja;
   1. Utilización para fines domésticos y sanitarios;
   2. Utilización para navegación;
   3. Utilización para producción de energía;
   4. Utilización para riego;

   Asimismo la Comisión solicitará a los Gobiernos las medidas necesarias para la Conservación de la riqueza ictícola.

B) Las decisiones de la Comisión Técnica Mixta serán tomadas por mayoría de la totalidad de sus miembros.

   En caso de empate, las delegaciones harán informes por separado, cada una de sus respectivo Gobierno. Las Atlas Partes Contratantes tratarán de llegar a un Acuerdo, y en tal caso el mismo se protocolizará y comunicará a la Comisión Técnica Mixta la que proveerá necesario para su cumplimiento.

   En caso de no ponerse de acuerdo, las Altas Partes Convienen en solucionar sus diferencias mediante procedimientos diplomáticos y si tampoco se hallare solución por ese medio deberán ser sometidos al arbitraje.

C) La Comisión Técnica Mixta dirigirá todas sus comunicaciones a los Ministros de Relaciones Exteriores de ambos, remitiéndoles asimismo copias de todas sus actuaciones dictámenes y cualquiera otra información que se considere conveniente.

D) La Comisión de acuerdo con sus necesidades, empleará personal técnico y administrativo, permanente o temporario.

   Al efecto y salvo casos especiales, utilizará personal nacional de ambas Altas Partes Contratantes por partes iguales.

Artículo 4º.- Las obras e instalaciones en común, constituidas principalmente por la presa, con las instalaciones mecánicas y eléctricas de generación, así como los estudios y proyectos serán costeados por partes iguales.

Las obras no comunes constituidas principalmente por las de acceso, las complementarias, líneas de transmisión, así como las indemnizaciones y expropiaciones a realizar en el territorio de cada país, serán por cuenta de los respectivos Gobiernos.

Las obras e instalaciones que se necesitaren para la navegación, aguas arriba de la presa, serán costeadas por cada país proporcionalmente a su utilización, teniendo en cuenta sus respectivas zonas de influencias, extensión del litoral fluvial y tráfico probable.

El valor a asignarse a las obras e instalaciones en común será tal que permita producir energía a un costo no superior al que se podrá obtener en una central térmica de la misma potencia, instalada en zona de las obras. Si el monto de las obras e instalaciones en común resultare superior al valor así asignado, el exceso, se sumará al costo de las obras destinadas a la navegación.

Si la potencia total instalada fuera transitoriamente repartida entre la Atlas Partes Contratantes en proporción distinta al 50% las obras e instalaciones en común serán costeadas durante el período correspondiente, en proporción a las potencias parciales reservadas durante ese período por cada parte.

Si al formularse el proyecto definitivo la República Oriental del Uruguay reservara, para determinado período de tiempo, menos de la mitad de la potencia total instalada, la República Argentina tomará el resto durante ese período y lo irá reintegrando al Uruguay de acuerdo con sus previsiones de consumo, debiendo mediar una notificación hecha con cuatro años de anticipación para que se haga efectivo el reintegro correspondiente.

Cualquiera que sea la proporción en que contribuya cada una de las Altas Partes Contratantes, las obras e instalaciones en común pertenecerán en condominio por partes iguales a los Estados signatarios al final del período de amortización.

Artículo 5º.- Las Altas partes Concordantes acuerdan que el uso y derivación, temporario o permanente, de las aguas del Río Uruguay y sus tributarios - aguas arriba de la presa- sólo serán otorgados por los Gobiernos en sus respectivas jurisdicciones, previo informe de la Comisión Técnica mixta.

Artículo 6º.- la Comisión Técnica Mixta dispondrá la ejecución de los estudios que faltare realizar en el momento de entrar en funciones y formulará los proyectos para la realización de las obras e instalaciones necesarias, los que con sus respectivos presupuesto, pliegos de condiciones aplicables sobre le régimen general de trabajo obrero, serán elevados para su consideración y aprobación, a las Altas Partes Contratantes.

Una vez obtenida esta aprobación, la Comisión quedará facultada para llevar a cabo la ejecución, recepción parcial y total de las obras e instalaciones a realizar.

Los pagos referentes a estudios y proyectos serán efectuados por la Comisión, la que asimismo emitirá en su oportunidad los certificados correspondientes a las obras e instalaciones ejecutadas.

La contratación del personal técnico administrativo y obrero a emplearse en las partes comunes de la obra se hará, en lo posible, en igual número entre los nacionales de ambas Altas Partes Contratantes.

Artículo 7º.- Las Altas Partes Contratantes crearán, al efecto de la explotación y administración de las obras e instalaciones que se ejecutarán en virtud de este Convenio, un organismo interestadual con competencia para ello, hasta tanto se constituya ese organismo las referidas funciones quedarán a cargo de la Comisión Técnica Mixta.

Artículo 8º.- las Altas Partes Contratantes promoverán las medidas necesarias para que el intercambio de energía entre ambos Gobiernos se efectúe a precio de costo.

Artículo 9º.- Los materiales y maquinarias destinadas a las obras previas en el presente Convenio serán liberados de toda clase de derechos y adicionales que puedan afectarlos en ambos países.

Gozarán de iguales franquicias aduaneras el personal, equipos, instrumental, equipajes, víveres y todos los útiles y artículos requeridos por la Comisión Técnica Mixta, y los Gobiernos acordarán facilidades para su transporte.

Artículo 10.- Las medidas que se adopten para el cumplimiento del presente Convenio no afectará ninguno de los derechos de las Altas Partes Contratantes relativos a soberanía y jurisdicción, así como tampoco los referentes a la navegación del Río Uruguay.

Artículo 11.- Las Altas Partes Contratantes acuerdan invitar una vez suscrito el presente Convenio, al Gobierno de los Estados Unidos del Brasil a una Conferencia que tendrá por objeto considerar las modificaciones que, con motivo de la concertación del mismo, puedan producirse en la navegación del Río Uruguay y en el régimen fluvial sometido a disposiciones establecidas en Convenciones del presente Convenio vigentes.

Artículo 12.- La Comisión Técnica Mixta tendrá su sede en la ciudad de Buenos Aires y se constituirán dentro de los treinta días de canjeadas las ratificaciones del presente Convenio.

Artículo 13.- Una vez aprobado este documento por las Altas Partes Contratantes, se procederá al canje de sus ratificaciones en la ciudad de Montevideo.

En fe de lo cual los respectivos Plenipotenciarios firman el presente Convenio en dos ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto y les ponen sus sellos en Montevideo a treinta días del mes de diciembre del año mil novecientos cuarenta y seis.

Código Penal, Artículo 343- Delito de hurto de energía eléctrica

De hurto de energía eléctrica

El artículo 340 se aplica a la sustracción de energía eléctrica y agua potable, salvo que ésta se operara por intervención en los medidores, en cuyo caso rigen las disposiciones sobre estafa.

Redacción dada por Ley No. 13.737 de 9/01/1969, artículo 316.

Artículo 340 del Código Penal. Hurto (al que remite el artículo 343 citado). El que se apoderare de cosa ajena mueble, sustrayéndosela a su tenedor, para aprovecharse, o hacer que otro se aproveche de ella, será castigado con tres meses de prisión a seis años de penitenciaría.

Decreto-ley Nº 14.694- Ley Nacional de Electricidad

De 1 de septiembre de 1977, publicado en D.O. el 7 de septiembre de 1977.- Ley Nacional de Electricidad

Artículo 1º. Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley, las actividades de la industria eléctrica que comprenden la generación, transformación, trasmisión, distribución, exportación, importación y comercialización de la energía eléctrica.

Artículo 2º. A los efectos de esta ley, las actividades de trasmisión, transformación y distribución precedentemente mencionadas, tendrán el carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente, quedando excepcionada la actividad de generación. Esta podrá realizarse por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, siempre que en este último caso lo realice a través del Despacho Nacional de Cargas y de acuerdo con las normas del mercado mayorista de energía eléctrica

Nota: redacción dada por el artículo 1º de la ley 16.832.

Artículo 3º. Las actividades de la industria eléctrica, según se enumeran en el artículo 1º, cuando tengan el carácter de servicio público, estarán sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo.

Quienes ejerzan actividades de la industria eléctrica que no constituyan servicio público de electricidad según se lo ha definido en el artículo 2º, deberán ajustarse a las normas técnicas que dicte la autoridad competente.

Artículo 4º. Corresponde al Poder Ejecutivo todo lo relacionado con la formulación y contralor de la política en materia de energía eléctrica y especialmente, lo relativo a las autorizaciones necesarias para el aprovechamiento y conservación de las fuentes primarias a ser utilizadas en la producción de energía eléctrica.

Artículo 5º. Las interconexiones eléctricas internacionales, así como los respectivos contratos de compra-venta e intercambio de energía eléctrica, deberán ser aprobados por el Poder Ejecutivo.

Artículo 6º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.), tendrá por cometido, realizar las actividades que constituyen "servicio público de electricidad" de acuerdo con el artículo 2º.

En el caso que medie resolución expresa del Poder Ejecutivo y previa opinión de U.T.E., el suministro del servicio podrá otorgarse en régimen de concesión a otras empresas eléctricas, las cuales tendrán exclusividad en el área geográfica que se les asigne.

El Poder Ejecutivo, previo informe de la Dirección Nacional de Energía y de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, podrá autorizar la integración al sistema interconectado de UTE de centrales de generación y líneas de trasmisión de propiedad de otros sujetos de derecho o que fueran explotados o administrados por estos.

Las condiciones de interconexión y del intercambio energético serán convenidas en cada caso entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y los organismos o empresas interesadas y sometidas a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Nota: el tercer inciso original, fue sustituido según el artículo 26 de la ley 16.211, por estos dos últimos incisos.

Artículo 7º. Los suministradores del servicio público de electricidad, estarán obligados a:

A) Abastecer las necesidades del mercado a su cargo en forma segura y eficiente, al menor costo posible;

B) Suministrar energía a todo el que la solicite dentro del área geográfica asignada, con sujeción a las normas vigentes y en su caso, de acuerdo con los contratos de concesión que se celebren;

C) Mantener la continuidad, regularidad y calidad del servicio.

Artículo 8º. Cuando el Poder Ejecutivo lo considere conveniente para la mejor explotación del sistema, los suministradores del servicio público de electricidad que a su vez sean generadores de energía, deberán interconectar sus instalaciones.

Las condiciones técnicas y económicas de dichas interconexiones, deberán ser aprobadas por el Poder Ejecutivo.

Artículo 9º. El Poder Ejecutivo, con los asesoramientos pertinentes, establecerá los grandes lineamientos y la orientación que tienda a obtener los intercambios óptimos de energía eléctrica entre las entidades que concurran al abastecimiento del mercado.

Artículo 10º. Créase el Despacho Nacional de Cargas que será operado y administrado por la Administración del Mercado Eléctrico de acuerdo con lo que establezca la ley y la reglamentación.

Nota: redacción dada por el artículo 6º de la ley 16.832.

Artículo 11º. A los efectos legales, es suscriptor de un suministrador del servicio público de electricidad, la persona natural o jurídica que ha firmado un contrato o una solicitud de abastecimiento y recibe la provisión de energía eléctrica correspondiente.

Artículo 12º. Ningún sucriptor podrá abastecer a terceros mediante derivaciones de sus instalaciones sin autorización del distribuidor. Dicha autorización será irrevocable aun para futuros concesionarios.

Nota: redacción dada por el artículo 21 de la ley 16.832.

Artículo 13º. Los ingresos por venta de energía, deberán ser suficientes para mantener una buena calidad de servicio y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado.

Artículo 14º. Las tarifas aplicables para la venta de energía eléctrica a terceros por los suministradores del servicio público de electricidad, serán dispuestas por el Poder Ejecutivo en todos los casos, previa opinión de U.T.E. y de las empresas concesionarias.

Artículo 15º. A fin de que la estructura tarifaria refleje los costos que los suscriptores originan, ellos serán agrupados y clasificados según sus modalidades de consumo.

Las escalas tarifarias serán unificadas para cada grupo de suscriptores clasificados según el párrafo anterior en el área geográfica que se asigne a cada suministrador del servicio público.

Dentro de cada modalidad de consumo, no serán tenidos en cuenta para la determinación de las tarifas, el carácter social o jurídico del suscriptor, como tampoco el destino final que dé a la energía que consume.

Artículo 16º. La energía vendida a terceros, debe ser medida y facturada de acuerdo a la potencia y al consumo aplicando a tal efecto las tarifas dispuestas por el Poder Ejecutivo, según el artículo 14.

Artículo 17º. El sistema eléctrico de cada suministrador del servicio público, es propiedad exclusiva del mismo hasta el medidor o limitador inclusive y, por lo tanto, sólo a él corresponde su instalación, operación y mantenimiento.

Artículo 18º. Ningún importe que el suscriptor deba pagar para contribuir a la ampliación del sistema eléctrico del suministrador, generará derecho de propiedad por parte de aquél sobre los equipos y materiales que constituyan la ampliación realizada, quedando siempre éstos de propiedad del suministrador.

Sin perjuicio de lo antedicho, el Poder Ejecutivo dispondrá el reembolso al suscriptor, de las cantidades aportadas para ampliación del sistema eléctrico, determinando las condiciones, forma y plazos.

Artículo 19º. El suministrador del servicio público, efectuará la facturación en forma periódica.

La falta de pago en término de la factura por suministro, dará derecho al suministrador, a suspender el servicio al suscriptor, sin perjuicio de la iniciación de las acciones judiciales pertinentes.

Artículo 20º. Los suministradores del servicio público de electricidad, deberán llevar su contabilidad, según el plan de cuentas y las normas que establezca el Poder Ejecutivo, para posibilitar el contralor económico-financiero de su gestión.

Artículo 21º. El alumbrado público de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, será efectuado por las Intendencias Municipales, quienes serán responsables de su instalación y mantenimiento.

El suministrador del servicio público de electricidad, queda obligado únicamente a proveer a dichas Intendencias Municipales, la energía eléctrica necesaria para su buen funcionamiento.

Artículo 22º. El suministrador del servicio público de electricidad, cobrará la energía para el alumbrado público, en la forma y en el tiempo que establezca la reglamentación.

Artículo 23º. Declárase de utilidad pública, la expropiación de los bienes que se consideran necesarios para el cumplimiento de los objetivos de esta ley. El Poder Ejecutivo hará uso de esta declaración genérica, por sí mismo o a solicitud del suministrador del servicio público de electricidad, en cuanto lo estime pertinente, designando en cada caso los bienes, así como la

persona u órgano que tendrá facultad para promover los procedimientos judiciales correspondientes.

Artículo 24º. Los edificios sobre cuyos frentes sea necesario pasar o fijar líneas de distribución de energía eléctrica, quedan sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito.

Los bienes de dominio o uso público, ya sean de carácter nacional o municipal, y los terrenos particulares existentes en zonas no edificadas, quedan sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito en cuanto sea necesario para la ejecución de las obras de instalación, puesta en funcionamiento, mantenimiento de líneas áreas y subterráneas y su permanencia en el espacio o subsuelo.

Artículo 25º. Las obras a que se refiere el artículo anterior, deberán ser ejecutadas de manera de prevenir todo peligro para las personas y las cosas, evitando perjuicios a la propiedad y conciliando con los derechos del propietario. En todo caso se dejará a salvo la acción por daños y perjuicios.

En caso de retirarse las instalaciones de que se trata, se deberá reponer la propiedad a su primitivo estado. Las instalaciones de los suministradores del servicio público de electricidad, deberán observar, en lo pertinente, las disposiciones de las Intendencias Municipales.

Artículo 26º. La propiedad inmueble que resulte afectada por la construcción, vigilancia y servicios de las líneas de trasmisión, así como sus complementos y ampliaciones, queda sujeta a las servidumbres y régimen legal establecido por el decreto-ley 10.383, de 13 de febrero de 1943, en lo pertinente. El suministrador del servicio público, ejercerá la titularidad de los derechos y obligaciones allí establecidos.

Artículo 27º. Las instalaciones requeridas para la utilización de la energía eléctrica en el interior de los inmuebles públicos o particulares, deberán ser efectuadas por cuenta de los suscriptores, por personas o empresas idóneas que autoricen las Intendencias Municipales. Los instaladores autorizados, deberán ajustarse a las normas técnicas y reglamentos que regulen la materia, debiendo cumplir con las normas de seguridad que apruebe el Poder Ejecutivo.

Artículo 28º. La aplicación de los artículos 15, 16, 18, 21 y 27, se hará dentro de los plazos que en cada caso establezca el Poder Ejecutivo, previa opinión de la U.T.E. y en cuanto corresponda, de las Intendencias Municipales.

Artículo 29º. Quedan derogadas todas las disposiciones legales que se opongan a la presente ley.

Artículo 30º. Comuníquese, etc.

Decreto-ley Nº 14.950- Acción ejecutiva para cobro de créditos, mora y facilidades para deudas con UTE

De 9 de noviembre de 1979, publicado en el D.O. el 28 de noviembre de 1979. – Otorga a ANTEL, UTE, y OSE acción ejecutiva para el cobro de los créditos que resultaren a su favor por las deudas de suscriptores morosos en el pago de cualquiera de los servicios prestados respectivamente por esos organismos. Establece la mora automática de acuerdo al art.94 del Código Tributario, y faculta a los organismos mencionados a reducir hasta en un 50% los porcentajes establecidos en dicha norma, conforme a la reglamentación que se dicte. Asimismo remite al Código Tributario para regular el otorgamiento o y cese de facilidades en el pago de los créditos

Artículo 1º.- La Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL), la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) tendrán acción ejecutiva para el cobro de los créditos que resultaren a su favor por las deudas de suscriptores morosos en el pago de cualquiera de los servicios prestados, respectivamente, por esos organismos.

A tal efecto, constituirán títulos ejecutivos los testimonios de las resoluciones aprobatorias de las liquidaciones de tales deudas, adoptadas por los respectivos Directorios, que hubieren quedado firmes.

Serán aplicables, en lo pertinente, las previsiones de los artículos 91 y 92 del Código Tributario.

Artículo 2º.- La mora se configurará por la no extinción de la deuda de que se trate en el momento y lugar que corresponda, operándose por el solo vencimiento del término establecido para el pago.

Será sancionada de acuerdo con lo previsto por el artículo 94 del Código Tributario.

Artículo 3º.- Los Directorios de los organismos a que se refiere el artículo 1º de la presente ley podrán acordar facilidades e incluso concertar convenios para el pago de las obligaciones de las que sean acreedores por servicios prestados.

Serán aplicables a tales regímenes de facilidades, en lo pertinente, las disposiciones de los artículos 32, 33 y 34 del Código Tributario.

Artículo 4º.- Deróganse los artículos 4º a 7º de la ley 14.608, de 3 de diciembre de 1976.

Sin embargo, los procedimientos iniciados o los convenios celebrados al amparo de esas disposiciones seguirán rigiéndose por las mismas hasta su definitiva finalización o extinción.

Artículo 5º.- Comuníquese, etc.

Decreto-ley Nº 15.031- Ley orgánica de UTE

De 4 de julio de 1980, publicado en D. O. 12 de agosto de 1980. - Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).

CAPÍTULO I De la denominación, personería y domicilio

Artículo 1º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) creada por ley 4.273, de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la ley 14.235, de 25 de julio de 1974, es persona de derecho público interno, con el grado de autonomía técnica determinada por las normas de rango constitucional relativas a los entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado y por la presente Ley Orgánica.

Artículo 2º. Su domicilio estará ubicado en la capital de la República, sin perjuicio de los domicilios especiales establecidos o que pudieren establecerse.

CAPÍTULO II Cometidos

Artículo 3º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas tendrá por cometido la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo con las previsiones del decreto-ley Nº 14.694, de 1º de setiembre de 1977, y modificativas.

También tendrá por cometidos la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica.

Nota: redacción dada por el artículo 23 de la ley 16.832.

CAPÍTULO III Competencia

Artículo 4º. Para el cumplimiento de sus cometidos le compete:

A) Generar, transformar, trasmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica en las formas y condiciones establecidas por la presente ley. Para el cumplimiento de tales fines en el territorio nacional podrá, en forma accidental o permanente, vincularse contractualmente con entidades públicas o privadas, nacionales o

extranjeras, cumpliendo con las disposiciones constitucionales y legales vigentes en materia de contratación estatal.

Sin perjuicio de lo establecido en el parágrafo anterior, se le confiere la autorización a que refieren los incisos finales del artículo 188 de la Constitución de la República para que, con el previo consentimiento del Poder Ejecutivo, participe en empresas de capital mixto, público o privado, siempre que las mismas tengan por objeto principal la instalación de nuevas plantas generadoras o la realización de nuevas líneas de transporte, ampliando el sistema de trasmisión para interconectarse con los países de la región.

Los procedimientos deberán asegurar la publicidad e igualdad de trato a los oferentes y la decisión del organismo se fundará en un estudio de factibilidad de la inversión resultante.

Deberá asegurarse contractualmente la participación de los representantes del Estado en los respectivos directorios.

Nota: redacción del literal dada por el artículo 22 de la ley 16.832.

B) El suministro de energía eléctrica a quien lo solicite, de acuerdo con las reglamentaciones pertinentes;

C) La compra o venta de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional existentes o que se firmen en el futuro, previa aprobación del Poder Ejecutivo;

D) La ejecución por sí o por empresas o personas que contrate, de todas las obras e instalaciones requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica, de acuerdo con las reglamentaciones vigentes o que se dicten;

E) La compra o venta de energía eléctrica a organismos interestatales en que sea parte la República Oriental del Uruguay;

F) La participación en toda elaboración de planes o proyectos que se refieran o tengan incidencia en el sistema eléctrico nacional;

G) La operación del Despacho Nacional de Cargas de acuerdo con lo que preceptúa la Ley Nacional de Electricidad;

H) Disponer de sus bienes muebles, inmuebles, instalaciones y toda clase de derechos de su propiedad, incluyendo la enajenación, adquisición por cualquier título, arrendamiento y constitución de toda clase de derechos, aun los reales, a todos los efectos relacionados con sus cometidos.

Nota: redacción del literal dada por el artículo 22 de la ley 16.832.

I) La compra y venta de energía eléctrica a empresas autorizadas a funcionar con sus centrales generadoras.

Nota: literal agregado por el artículo 27 de la ley 16.211.

J) Prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior. A tales fines podrá asociarse en forma accidental o permanente con otras entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas. En las áreas de su especialidad como en las anexas podrá, asimismo, prestar servicios.

Nota: literal agregado por el artículo 27 de la ley 16.211, redacción dada por el artículo 22 de la ley 16.832.

K) Con la aprobación del Poder Ejecutivo, participar fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, trasmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como en las actividades anexas para el cumplimiento de las anteriormente descritas, excluyendo aquellas que constituyeran actividades asignadas como monopolio

a otros Entes del Estado, directamente o asociadas con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

Se considerarán también comprendidas en esta competencia todas las actividades, negocios y contrataciones necesarias para el cumplimiento de sus cometidos, con autorización del Poder Ejecutivo.

Nota: literal agregado por el artículo 265 de la ley 16.462, redacción dada por el artículo 22 de la ley 16.832.

CAPÍTULO IV De la dirección

Artículo 5º. La dirección del servicio, formulación de los reglamentos internos, nombramientos y destitución del personal, que será amovible, corresponderán al Directorio. Será competencia de éste, igualmente, proyectar los objetivos y metas, los reglamentos orgánicos y comunes, así como el presupuesto.

El Directorio estará compuesto por tres Miembros designados por el Poder Ejecutivo, determinando expresamente quiénes serán Presidente y Vicepresidente.

Se tendrá principalmente en cuenta para su designación sus antecedentes en el sector público, en la conducción empresarial y en el sector eléctrico.

Serán retribuidos con remuneraciones mensuales o dietas en su caso, en atención a la naturaleza de sus funciones.

Artículo 6º. Los Miembros del Directorio están dispensados de las responsabilidades que establecen los artículos 193, 197 y 198 de la Constitución de la República en los siguientes casos:

A) Los ausentes en la sesión en que se adoptó la resolución y de la sesión en que se hubiera dado lectura y prestado aprobación al acta respectiva;

B) Los que sin haber concurrido a la sesión en que se adoptó la resolución, hubieran estado presente al darse lectura al acta y formularan impugnación o dejasen constancia de su disconformidad;

C) Los que habiendo concurrido a la sesión en que se adoptó resolución, hubieran hecho constar en actas su disentimiento y el fundamento que lo motivó.

Cuando esos pedidos de constancia se produzcan, el Presidente del Directorio estará obligado a dar cuenta del hecho dentro de las veinticuatro horas al Poder Ejecutivo.

Asimismo, el Directorio remitirá quincenalmente al Poder Ejecutivo testimonio de las actas de las sesiones, una vez aprobadas y copias de sus resoluciones.

Artículo 7º. Compete al Presidente como jefe ejecutivo del Organismo, o a quien lo sustituya legalmente, en cumplimiento de las resoluciones emanadas del Directorio, representar, dirigir, coordinar y controlar la marcha general de la institución. Para ello, podrá ordenar todos los actos necesarios a la administración de la misma, salvo los que sean de competencia privativa del Directorio conforme a las normas de rango constitucional para los Entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado, a esta Ley Orgánica y a su Reglamento General.

Artículo 8º. El Directorio o el Presidente en su caso, podrán delegar en jerarquías subalternas las respectivas facultades necesarias para el eficaz funcionamiento del Organismo.

Artículo 9º. Habrá un Gerente General, quien dependerá en forma inmediata del Presidente y cuyo cometido principal será la superintendencia de la administración total del Ente de acuerdo a las reglamentaciones y actos que dicten el Directorio o el Presidente.

Artículo 10º. Sin perjuicio de las incompatibilidades que establece la Constitución de la República, no podrán ser Miembros del Directorio:

A) Los que no sean ciudadanos naturales o legales con cinco años como mínimo, de ejercicio de la ciudadanía;

B) Los menores de veinticinco años;

C) Los que se hallan en estado de quiebra o suspensión de pagos;

D) Los que hayan sido condenados judicialmente por delito tipificado por ley penal, excepto cuando se trate de delitos culposos.

Artículo 11º. Los Miembros del Directorio y el Gerente General no podrán durante el ejercicio de sus funciones prestar, como particulares, servicios al instituto, ni hacer, por sí o por interpuesta persona, contrato alguno con el mismo, ni gestionar ante él negocios propios o ajenos, salvo cuando se les entablen acciones por el instituto o se trate de reclamos contra ellos, sus cónyuges o sus hijos menores, por el cobro de adeudos al Organismo.

Tampoco podrán intervenir en caso alguno en negocios que hubieren conocido o adelantado durante el desempeño de sus funciones o por razón de sus cargos.

No alcanzan las incompatibilidades de que trata el presente artículo al uso que se haga de los bienes o servicios que la entidad ofrezca al público bajo condiciones comunes a todos los que los soliciten.

Artículo 12º. Quienes tengan vinculación profesional con Miembros del Directorio o con el Gerente General, o sean sus consocios, están asimismo inhabilitados para celebrar los actos y contratos prohibidos a aquéllos.

CAPÍTULO V Patrimonio

Artículo 13º. El patrimonio de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas está constituido:

A) Por los bienes inmuebles, muebles y semovientes, y los derechos reales y personales que por institución de la ley 4.273, de 21 de octubre de 1912, ampliatorias o complementarias, o por haber sido adquiridos por el Ente son de su propiedad;

B) Por los bienes y derechos que adquiera o se le destinen como persona jurídica de derecho público;

C) Por herencias, legados y donaciones.

CAPÍTULO VI Tarifas y recursos

Artículo 14º. Por los servicios que presta, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas propondrá al Poder Ejecutivo para su fijación sus tarifas, tasas y contribuciones.

La formulación de las mismas deberá ser realizada sobre la base de la metodología que el Poder Ejecutivo establezca.

Artículo 15º. Además del precio del suministro de los servicios a su cargo, constituyen recurso de la institución:

A) La renta de los bienes de su patrimonio y el producido de su venta;

B) Todo otro ingreso que se prevea legalmente o que provenga de hechos, actos y operaciones que generan crédito o beneficios para el Organismo.

Artículo 16º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá operar en todo el sistema bancario nacional. En lo que respecta a préstamos deberá atenerse a principios de sana conducción financiera y a las directivas del Poder Ejecutivo en la materia. Asimismo, a los efectos del mantenimiento del valor, podrá adquirir valores públicos y efectuar depósitos bancarios con fondos de aplicación diferida.

Podrá igualmente contraer empréstitos u otro tipo de obligaciones en moneda extranjera, o en moneda de cuenta con Organismos internacionales, estados extranjeros o sus agencias, bancos y otros Organismos financieros extranjeros, de acuerdo a las directivas que establezca el Poder Ejecutivo.

CAPÍTULO VII Exoneraciones y garantías

Artículo 17º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas queda exonerada del pago de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones, nacionales o municipales, creados o por crearse, salvo los que graven a las importaciones.

En el caso del Impuesto al Valor Agregado, del Impuesto a la Renta de la industria y el Comercio y del Impuesto Específico Interno en cuanto grava la primera enajenación de energía eléctrica, la presente exoneración operará cuando así lo determine el Poder Ejecutivo.

Sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas tendrá igualmente la obligación formal de presentar en tiempo y forma las declaraciones juradas fiscales que corresponda, incluyendo el total de las operaciones gravadas y las exoneradas en cada oportunidad.

Artículo 18º. Siempre que así lo resuelva el Poder Ejecutivo las importaciones que realice la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrán quedar exoneradas en su totalidad de recargos, consignaciones, impuestos y adicionales de aduanas, proventos portuarios, tasas, comprendidas las consulares y cualesquiera otros tributos creados o por crearse sobre transacciones internacionales.

El Poder Ejecutivo queda facultado para otorgar dichas exoneraciones en la medida que ellas no afecten la industria nacional conforme a las normas legales y reglamentarias vigentes.

Lo establecido en este artículo no deroga el régimen especial previsto por la ley 14.871, de 26 de marzo de 1979.

Notas:
1) El artículo 1º del Decreto 182/005, exonera de todo recargo y tributo a la importación de potencia y energía eléctrica y las demás transacciones comerciales necesarias para la importación de energía adquirida por la UTE a la República Federativa del Brasil.

2) El artículo 1º del Decreto 108/008, exonera de todo recargo y tributo, la adquisición de energía eléctrica y potencia así como todas las transacciones comerciales necesarias para la mencionada adquisición por parte de la UTE desde zonas francas.

Artículo 19º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá despachar sus materiales importados, inmediatamente de llegados a puertos o Receptorías de Aduanas, por el régimen de expediente aduanero, debiéndose realizar las regularizaciones, inclusive la transferencia, con posterioridad y dentro de un plazo de noventa días.

Artículo 20º. Todas las rentas y bienes de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas garantizan con sujeción a las leyes, el pago de las obligaciones que contraiga. En defecto de ello, responde subsidiariamente el Estado.

CAPÍTULO VIII Presupuesto y contratación

Artículo 21º. El presupuesto anual será elaborado de acuerdo con las disposiciones constitucionales vigentes y estructurado según las normas que el Ente, dada su especialización, dictará y someterá a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Artículo 22º. Dentro de los límites de las asignaciones presupuestales, son ordenadores primarios de gastos e inversiones el Directorio, el Presidente y el Gerente General en caso de delegación.

El Presidente reglamentará las competencias de los ordenadores secundarios de gastos e inversiones.

Artículo 23º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas contratará utilizando el procedimiento de licitación pública. No obstante, previa autorización fundada del Poder Ejecutivo, podrá contratar por licitación restringida o concurso de precios o realizar compras directas.

Artículo 24º. Comuníquese, etc.

Decreto-ley Nº 15.509- Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina.

De 27 de diciembre de 1983, publicado en D. O. 19 de enero de 1984. - Se aprueba el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con la República Argentina.

Artículo 1º. Apruébase el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética del 12 de febrero de 1974 entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina, suscrito en Salto Grande el 27 de mayo de 1983.

Artículo 2º. Comuníquese, etc.

CONVENIO DE EJECUCIÓN DEL ACUERDO DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA DEL 12 DE FEBRERO DE 1974 ENTRE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY Y LA REPÚBLICA ARGENTINA.

El Gobierno de la República Oriental del Uruguay y el Gobierno de la República Argentina

Teniendo en cuenta el Acuerdo de interconexión Energética celebrado entre los dos países, el 12 de febrero de 1974, el que reafirma la clara voluntad de ambos Gobiernos de avanzar en el camino de la cooperación y el beneficio recíproco a través de un programa de interconexión eléctrica que prevea ampliamente todos sus aspectos.

Recordando que esta intención ha sido constantemente declarada desde la suscripción del Convenio relativo al Aprovechamiento de los Rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande, el 3 de diciembre de 1946.

Constatando que la mencionada interconexión está produciéndose ya en los hechos, lo que demuestra su absoluta necesidad.

Convencidos que la normatización de las actividades de interconexión eléctrica posibilitará su desenvolvimiento dentro de un marco de seguridad y armonía.

Acuerdan el siguiente.

Convenio de Ejecución del Acuerdo de interconexión Energética de fecha 12 de febrero de 1974 (artículo 3)

CAPÍTULO I Propósitos y Objetivos

Artículo 1º. Son propósitos del presente Convenio de Ejecución del Acuerdo de interconexión Energética de fecha 12 de febrero de 1974 (artículo 30):

a) Intensificar la cooperación, entre ambos países, en el campo energético.
b) Propender a la integración física de ambos países, mediante la interconexión amplia de sus sistemas eléctricos.
c) Posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos; sistemas eléctricos, tendiendo a un enfoque de conjunto, que sea concurrente con las conveniencias y decisiones individuales y con el mantenimiento de la equidad en la distribución de la totalidad de los beneficios resultantes.
d) Propender al uso más racional de los recursos a través de la colaboración recíproca y la interconexión física mediante el ahorro de recursos energéticos no renovables, el aumento

del aprovechamiento de los renovables, la mejor utilización de los equipamientos, y el desarrollo profesional de los recursos humanos.

Artículo 2º. Animadas por los propósitos enunciados previamente, ambas Partes acuerdan lograr, entre otros, los siguientes objetivos:

a) Realización de intercambios de energía y potencia eléctricas y establecimiento de un régimen operativo permanente y estable con conocimiento global y completo de las necesidades y posibilidades de cada sistema interconectado nacional.

b) Suministro de energía eléctrica de sustitución cuando difieran los costos marginales entre ambos sistemas a fin de minimizar costos totales.

c) Absorción recíproca de eventuales excedentes de energía eléctrica realizada de común acuerdo entre ambas Partes.

d) Ampliación de los límites operativos de los embalses y la confiabilidad de la operación hidroeléctrica mediante el apoyo recíproco.

e) Asistencia de los sistemas eléctricos en caso de emergencia.

f) Mejora de la seguridad y calidad de los servicios eléctricos.

g) Disminución de los requerimientos de potencia eléctrica aprovechando entre otros factores, eventuales diversidades de cargas y las posibles complementaciones que puedan surgir en mantenimientos programados.

h) Realización de programas conjuntos de capacitación técnica y profesional y asistencia técnica recíproca, orientadas a las finalidades del presente Convenio.

Artículo 3º. Si en el futuro ambas Partes deciden construir otras obras de interconexión eléctrica entre sí, ellas se regirán por las disposiciones del presente Convenio.

Artículo 4º. Reconociendo que futuros desarrollos en los sistemas eléctricos de los países de la región, llevarán a interconexiones múltiples de los mismos que implicarán propósitos y objetivos concordantes con los establecidos en los artículos anteriores, ambas Partes acuerdan:

a) Mantenerse informados sobre las interconexiones de sus sistemas eléctricos interconectados nacionales con aquéllos de los países limítrofes.

b) Procurar que las instalaciones de sus sistemas eléctricos, permitan intercambios energéticos con otros países.

CAPÍTULO I COMISIÓN DE INTERCONEXIÓN Y DESPACHOS NACIONALES DE CARGAS

Naturaleza Jurídica

Artículo 5º. Ambas Partes convienen en considerar a la Comisión de interconexión prevista en el artículo 6 del Acuerdo de interconexión Energética del 12 de febrero de 1974, como un órgano intergubernamental de carácter permanente sin personalidad jurídica internacional.

Su estatuto estará formado por las disposiciones siguientes.

Sede

Artículo 6º. La Comisión no tendrá una sede permanente se reunir indistintamente y según lo aconsejen las circunstancias, en cualquier lugar del territorio de las Partes.

Cometidos

Artículo 7º. La Comisión tendrá, entre otros, los siguientes cometidos:

a) Evaluar permanentemente la ejecución del presente Convenio.

b) Proponer las modificaciones al mismo que considere necesarias.

c) Proponer la realización de estudios y efectuar recomendaciones sobre los problemas relacionados con la interconexión eléctrica entre los dos países.

d) Aprobar su propio Reglamento

e) Aprobar el Reglamento de Operación que regirá los Despachos Nacionales de Cargas.

f) En los casos no previstos proponer a los respectivos Gobiernos las modalidades y los precios de los intercambios y servicios recíprocos.

g) Coordinar los ajustes de las tasas de interés y de los precios en general que aprueben los respectivos Gobiernos para las transacciones y servicios recíprocos estipulados en este Convenio.

h) Fijar precios de peaje por transporte de energía.

i) Fijar criterios para computar pérdidas por transmisión

j) Fijar precios de arranque y parada.

k) Cuando hayan perdido significado frente a la realidad, modificar los valores de los par metros que determinan las cargas de capital.

l) Establecer las reglas generales para determinar a nivel operativo la reserva de potencia rotante para los sistemas eléctricos interconectados.

m) Acordar, en caso que se considere conveniente, nuevos puntos de entrega y recepción.

n) Establecer constitución, características y modalidades de conservación de los equipos de medición trifásica a instalarse en los puntos de recepción y entrega, de acuerdo a los lineamientos previstos en el presente Convenio.

o) Fijar las tolerancias que se admitirán para los valores nominales de tensión y frecuencia, de acuerdo a los lineamientos previstos en el presente Convenio.

p) Mantener la coordinación con la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (C.T.M.) conforme a lo dispuesto en el artículo 7, del Acuerdo de interconexión Energética del 12 de febrero de 1974.

Integración y Autoridades

Artículo 8º. La Comisión estará integrada por las Delegaciones Nacionales que, a tal efecto, sean designadas por las Autoridades respectivas de las Partes.

Cada Delegación estará constituida por dos miembros titulares y uno suplente, conforme a lo establecido en el artículo 6 del Acuerdo de interconexión Energética del 12 de febrero de 1974.

Cada Delegación podrá, además, ser asistida por Asesores, quienes tendrán voz en las deliberaciones.

Artículo 9º. Habrá un Presidente, que será representante de la Comisión y ejecutor de sus Resoluciones y un Vicepresidente que lo reemplazará en caso de impedimento o ausencia temporal con todas las facultades y responsabilidades del titular.

La Presidencia y la Vicepresidencia de la Comisión serán desempeñadas por períodos anuales y en forma alternada, por los Presidentes de cada delegación Nacional.

En el caso de vacancia del Presidente o Vicepresidente, la Delegación Nacional correspondiente designar un nuevo titular transitorio, hasta que la Autoridad respectiva designe un sustituto.

Relaciones entre las Partes

Artículo 10º. Las respectivas Delegaciones Nacionales informarán a sus respectivos Gobiernos sobre el desarrollo de las actividades de la Comisión.

Las mismas podrán recabar directamente de los distintos órganos públicos y privados de cada Estado, las informaciones técnicas necesarias para el cumplimiento de sus cometidos y los de la Comisión de acuerdo a las disposiciones jurídicas de cada Estado.

Sesiones y Votaciones

Artículo 11º. La Comisión se reunirá en sesiones ordinarias, por lo menos dos veces, al año, alternadamente en el territorio de cada Parte.

Artículo 12º. El temario de cada período de sesiones ordinarias será fijado de común acuerdo por ambas delegaciones Nacionales.

Artículo 13º. Cada Delegación podrá solicitar por intermedio de su Presidente, cuando las circunstancias lo requieran que se convoque a sesiones extraordinarias en un plazo mínimo de 10 días en cuyo caso el Presidente de la Comisión cursará las citaciones respectivas para tratar los temas correspondientes.

De no efectuarse la extraordinaria por falta de quórum, el Presidente deberá comunicar tal hecho a los señores Ministros del ramo.

Artículo 14º. Para que la Comisión pueda sesionar se requerirá la presencia de por lo menos un Delegado de cada Parte.

Las decisiones de la Comisión se adoptarán por el voto conforme de las dos Delegaciones Nacionales y deberán constar en Actas.

Cada Delegación Nacional tendrá un voto.

En caso de desacuerdo, se recurrirá a lo establecido en el Capítulo IX artículo 50.

Recursos Humanos y Materiales

Artículo 15º. Cada una de las Partes suministrará los recursos humanos y materiales necesarios para la realización de las sesiones ordinarias o extraordinarias de la Comisión que se celebren en sus respectivos territorios.

Despachos de Carga

Artículo 16º. Los Despachos Nacionales de Carga, o quienes ejerzan esas funciones, serán los entes ejecutivos del presente Convenio, de acuerdo a lo establecido en el mismo o en el Reglamento de Operación según fuese señalado en el artículo 7, e) y demás resoluciones que aprobare la Comisión.

Sistema Interconectado Nacional Argentino

Artículo 17º. El Sistema Interconectado Nacional Argentino estará integrado por las Centrales, líneas y redes de transmisión interconectadas y las obras e instalaciones complementarias, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, sometidas a la jurisdicción del gobierno de la República Argentina.

Sistema Interconectado Nacional Uruguayo

Artículo 18º. El Sistema Interconectado Nacional Uruguayo, estará integrado por las Centrales de generación, líneas de transmisión interconectadas y equipos e instalaciones asociadas, pertenecientes a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y las que siendo propiedad de otras empresas eléctricas emplazadas en el territorio de la República Oriental del Uruguay, se integren a las redes interconectadas de UTE.

CAPÍTULO III Descripción de las Interconexiones y Puntos de Medición

Artículo 19º. Los Sistemas Argentino y Uruguayo están interconectados actualmente entre sí a través de:

i. Obras comunes de transmisión ejecutadas por la Comisión Técnica Mixta en cumplimiento del Convenio de Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión de 500 KV entre Estación AYUI (margen argentina) -Estación AYUI- (margen uruguaya) -Estación San Javier (margen uruguaya) -Estación Colonia Elía (margen argentina) - Estación AYUI (margen argentina), formado por las líneas y las cuatro estaciones enumeradas, con las instalaciones de transformación protección y control así como las salidas de las líneas no comunes.

ii. Línea de 150 KV entre Estación Concepción "del Uruguay" (República Argentina) y Estación Paysandú (República Oriental del Uruguay).

iii. Línea de 150 KV entre Concordia (República, Argentina) y Salto (República Oriental del Uruguay cuando finalice su construcción.

Artículo 20º.

a) Los puntos de entrega, de recepción y de medición son actualmente:

   i. En el lado uruguayo.

      - Salida de la línea entre Estación San Javier y Estación Palmar, en Estación San Javier
      - Salida de transformador 500/150 KV en San Javier
      - Llegada de la línea Concordia - Salto, en Salto.
      - Salida del transformador 500/150 KV. en Estación Ayuí (margen uruguaya)
      - Llegada de la línea Concepción del Uruguay - Paysandú en Paysandú

   ii. En el lado argentino.

      - Salida de la línea Colonia Elía-General Rodriguez, en Colonia Elía.
      - En Colonia Elía, salida del transformador 500/132 KV
      - Salida de la línea Estación Ayuí (margen argentina) - Santo Tomé, en Estación Ayuí (margen argentina)
      - En estación Ayuí (margen argentina) salida del transformador 500/132 KV
      - Llegada de la línea Paysandú-Concepción del Uruguay, en Concepción del Uruguay
      - Llegada de la línea Salto - Concordia, en Concordia.

b) En caso de ejecución de nuevas obras de interconexión se fijarán los puntos de entrega, de recepción y de medición.

Medición y Equipos de Medida

Artículo 21º. Las mediciones de potencia y de energía activa y reactiva, serán efectuadas a través de instrumentos adecuados, alimentados por transformadores de medida de propiedad de cada Parte y de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, cuando corresponda, instalados en cada caso por las mismas, en los puntos de entrega, recepción y medición.

Los instrumentos de medición y los transformadores de medida, serán ensayados, calibrados y ajustados por las Partes y por la C.T.M. cuando corresponda, antes del comienzo del suministro, debiendo ser tomadas iguales providencias cada 12 meses para los instrumentos de medición y cada vez que la Comisión de interconexión lo determine, para los transformadores de medida.

Queda facultada cada una de las Partes, a través de sus representantes debidamente acreditados, a presenciar las pruebas, ajustes y calibraciones que la otra Parte efectúe en los instrumentos de propiedad anteriormente citados, pudiendo también solicitar la realización de esas pruebas, ajustes y calibraciones en cualquier momento que lo deseen.

En ese caso corresponderá al solicitante reembolsar a la otra Parte los gastos realizados, si se verificara que los instrumentos y equipos ensayados estuvieran dentro de las tolerancias de error, establecidas por normas internacionales y expresamente aceptadas por la Comisión de Interconexión. Ambas Partes y la C.T.M. aseguraran en cualquier momento el acceso a sus instalaciones de medición, a los representantes de las mismas, siempre que están debidamente acreditados y después de la correspondiente comunicación.

En cada uno de los puntos de recepción y entrega se instalarán equipos de medición trifásicos, cuya constitución, características y modalidades de conservación, funcionamiento y otras, serán establecidos por la Comisión de interconexión.

Artículo 22º. Cada Parte facturará a la otra las diferencias de lectura que se manifiesten, siguiendo a tal efecto los procedimientos y ajustándose a las tolerancias que establecerá la Comisión de interconexión.

CAPÍTULO IV Operación

Artículo 23º. Cada Parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones de tensión y frecuencia y ajustando la potencia intercambiada con la mejor aproximación al valor programado.

Artículo 24º. Ambas Partes intercambiarán información sobre los sistemas eléctricos, gastos de funcionamiento, rendimiento de sus unidades generadoras y cualquier otra que razonablemente pueda ser requerida para la programación, operación y transacciones económicas entre las mismas.

Artículo 25º. Los Despachos Nacionales de Carga intercambiarán oportunamente sus programas de trabajo, indicando la demanda horaria de sus sistemas, la producción de sus fuentes para satisfacer dicha demanda, la reserva horaria y la capacidad disponible para el intercambio.

Cada Despacho revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes y ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora.

Este plan podrá ser ajustado en cualquier momento, cuando las condiciones reales de operación sean diferentes de aquellas que se previeron.

Artículo 26º.

a) La Comisión de interconexión adoptará, a satisfacción de ambas Partes, criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido,
b) Cada Parte se hará responsable por el mantenimiento de los valores establecidos que le correspondan.

Perturbaciones y Ayuda de Emergencia

Artículo 27º.

a) Las Partes operarán sus instalaciones normalmente, de manera tal que las perturbaciones originadas en las mismas no afecten al servicio eléctrico del otro sistema;
b) En el caso que ocurra una perturbación en sus sistemas eléctricos, los operadores del Despacho Nacional de Carga del sistema afectado, avisarán tan pronto como sea posible, la naturaleza de la perturbación. Si se requiere ayuda de emergencia, ambos Despachos consultarán entre sí, a fin de tomar las medidas necesarias para normalizar el sistema interconectado conjunto;
c) La Parte a la que se ha solicitado ayuda de emergencia acudir hasta donde sea necesario y en la medida de sus posibilidades, sin afectar su propio servicio, a todas las fuentes de potencia activa y reactiva disponibles para brindar la ayuda que se requiera, con prioridad sobre todo otro intercambio previsto entre las Partes;
d) Como excepción ante situaciones de emergencia que puedan afectar la seguridad de las instalaciones, los Despachos Nacionales de Carga podrán independizar los sistemas.

Regulación de Tensión y Frecuencia

Artículo 28º.

a) La operación interconectada se llevará a cabo de modo que la tensión en los puntos de interconexión y la frecuencia del sistema no se aparten de los valores nominales, con las tolerancias que fijará la Comisión de interconexión;
b) Cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible, es decir que cada sistema compensará sus propios requerimientos tratando de mantener en todo momento los niveles de tensión dentro de los valores que estipulará la Comisión de interconexión. Las Partes reconocen no obstante, que en determinados casos podrá ser deseable un intercambio de energía reactiva, lo que será hecho de común acuerdo entre las mismas.

CAPÍTULO V Transacciones

Artículo 29º. Cada Parte pondrá a disposición de la otra Parte la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad de la seguridad y de la calidad del servicio del sistema que la envía.

Artículo 30º. Cada Parte decidirá como único juez en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio. Sin embargo, ninguna de las Partes rehusará arbitrariamente el intercambio de potencia y energía eléctrica u otras prestaciones sin considerar cuidadosamente todos los factores del caso.

Artículo 31º. Los intercambios se realizarán respetando una distribución equitativa de los beneficios producidos por los mismos.

Modalidades de Intercambio de Servicios Eléctricos Recíprocos

Artículo 32º.

a) Suministro de energía de sustitución: Se entiende por tal, el suministro de energía que una de las Partes puede entregar a la otra para reemplazar energía que esta misma esté en condiciones de producir. Este tipo de servicio tiene por objeto obtener un beneficio mutuo con la generación más económica en todo momento, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30;
b) Suministro de potencia: Se entiende por tal el servicio que una Parte preste a la otra poniendo a disposición de la misma una determinada potencia por lapso también fijado. En caso de convenirse el suministro la potencia puesta a disposición se pagarán cuando la parte solicitante no la utilice y por todo el tiempo convenido;
c) Suministro de emergencia: Se entiende por tal el suministro de potencia y energía que se produzca durante el lapso de la condición de emergencia;
d) Suministro de energía, por necesidad de la Parte vendedora: Se entiende por tal, la energía ofrecida por la Parte vendedora por razones técnicas de su servicio;
e) Peaje por transporte de energía: Se entiende por tal el servicio que una Parte presta a la otra, para que ésta alimente su propio mercado eléctrico, y poniendo a disposición sus instalaciones de transmisión;
f) Intercambio de reserva de potencia rotante: Se entiende por tal la puesta a disposición de potencia rotante que una Parte hace a la otra, en un todo de acuerdo al criterio adoptado de reserva de potencia rotante;
g) Suministro de potencia garantida: Se define como el servicio que una Parte presta a la otra garantizando, a su pedido, una determinada potencia por un lapso preestablecido. En cada caso particular se acordarán los términos del intercambio y el régimen de penalización;
h) Las modalidades de intercambio y servicios recíprocos no contempladas en los literales precedentes, serán establecidas por la Comisión de interconexión dentro de los lineamientos del presente Convenio.

Precios de los Intercambios y Servicios Eléctricos Recíprocos

Artículo 33º.

a) Suministro de energía de sustitución. El precio de la energía de sustitución será determinado, para cada transacción que se convenga, de la siguiente forma, (se entiende que en todos los casos la Parte compradora dispone de capacidad para cumplir con su programa de reserva de potencia rotante):

   i. En ambos sistemas existe reserva de potencia rotante. El precio de la energía de sustitución de origen térmico será determinado, para cada transacción que se convenga, multiplicando el precio del combustible convenido por el promedio entre los consumos incrementales medios de las máquinas que cada Parte hace intervenir en la transacción,

consideradas a las potencias a las que iban a operar para la Parte compradora y a las potencias a las que van a operar para la Parte vendedora.

ii. La Parte compradora evita poner máquinas en servicio y la Parte vendedora tiene exceso de potencia rotante.

El precio de la energía de sustitución de origen térmico debe ser determinado, para cada transacción que se convenga, multiplicando el precio del combustible convenido, por el promedio entre el consumo específico medio de las máquinas que el comprador evita poner en servicio, a las potencias a las que iban a operar y el consumo incremental medio de las máquinas que la parte vendedora pone a disposición de la Parte compradora a las potencias a las que van a operar.- El beneficio por evitar el arranque se distribuirá en partes iguales.

iii. La Parte compradora evita poner máquinas en servicio y la Parte vendedora lo hace.

El precio de la energía de sustitución de origen térmico ser determinado, para cada transacción que se convenga multiplicando el precio del combustible convenido, por el promedio entre el consumo específico medio de las máquinas que el comprador evita poner en servicio, a las potencias a las que iban a operar, y el consumo específico medio de las máquinas que el vendedor entrar en servicio, a las potencias a las que van a operar.

A ello se agregará el promedio de los costos de arranque y parada de las unidades involucradas. En caso que la parte vendedora continúe utilizando las máquinas puestas en servicio, se descontarán los costos de arranque y parada respectivos;

b) Suministro de Potencia. El precio constará de tres componentes:

i. Cargo fijo, función de la potencia y del tiempo que la misma permanezca al servicio de la otra Parte, que se convengan en la transacción y que permita recuperar las cargas de capital de inversión actualizada y otros costos fijos de las unidades generadoras puestas a disposición de la Parte compradora.

ii. Energía, que permite recuperar, cuando corresponda, los gastos incrementales o específicos de combustibles.

iii. Arranque y parada, según lo reglamente la Comisión de Interconexión al ser necesaria la entrada en servicio de una o más unidades generadoras, en cuyo caso la potencia a contratar no podrá ser inferior al mínimo técnico de las mismas;

c) Suministro de emergencia. El precio para esta modalidad de suministro será el que resulte de aplicar lo establecido en el inciso b), de este artículo;

d) Suministro de energía eléctrica por necesidad de la Parte vendedora. El precio de esta energía será, como máximo, el costo incremental en barras de la Parte vendedora, pero podrá acordarse otro precio, si éste resultara mayor que el costo incremental de la Parte compradora;

e) Peaje por transporte de energía. El precio de este servicio será fijado por la Comisión de interconexión;

f) Intercambios de reserva de potencia rotante. Cada Parte aportará la proporción de reserva de potencia rotante que usualmente dispone, hasta el momento en que la Comisión de interconexión, en base a la experiencia que sobre este aspecto se acumule, pueda establecer las reglas generales para que en cada oportunidad, a nivel operativo, se determinen los valores de reserva rotante que a cada Parte corresponderá llevar, las formas en que se realizará su intercambio y las compensaciones que quepa realizar en caso que una de ellas no aporte el valor de reserva rotante que le sea asignado;

g) Valoración de energía hidráulica.

i. Cuando se den situaciones de vertimientos por vertedores de las represas, la energía no ubicable en el diagrama de demanda del pas propietario de las represas afectadas, será ofrecida a un valor incremental nulo.

ii. En otras situaciones el precio de venta del kwh generado por centrales hidráulicas, será determinado en cada caso por un programa de computación a perfeccionar por la Comisión de interconexión, en el que se introducirán, entre otras, las siguientes variables: hidraulicidad - estación del año - hora del día en que se vende - cota de la represa- cantidad de energía despachada- riesgo- costo de la explotación- rentabilidad. La fijación del precio se efectuará a nivel operativo, de acuerdo al procedimiento establecido anteriormente, realizándose la reliquidación en base a valores reales al fin de cada ejercicio.

La cancelación de la deuda correspondiente se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Capítulo VI, referido a transacciones comerciales;

h) Para los tipos de intercambios que signifiquen ahorros mutuos, se curará una distribución equitativa de los mismos;

i) Los precios de las modalidades de intercambio y servicios recíprocos no contemplados en este Convenio, serán propuestos por Comisión de interconexión a ambos Gobiernos.

Componentes de los Precios de Intercambios y Servicios Recíprocos

Artículo 34º.

a) Cargas de Capital

Se utilizará para la determinación de las cargas de capital el método del fondo amortizante cuya fórmula es:

$$Cc = \frac{I \times i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Siendo:

Cc cargas de capital
I inversión actualizada
i tasas de interés anual
n vida media probable del bien

i. Se considerará una tasa de interés anual del 8 (ocho) por ciento. La tasa de interés podrá ser modificada de mutuo acuerdo.

ii. Se considerarán las siguientes vidas útiles, a los efectos de este Convenio.

- Centrales turbo vapor 35 años
- Centrales hidráulicas de embalse: 50 años
- Centrales de ciclo combinada 25 años
- Turbina a gas: 18 años

iii. Se adoptarán los siguientes valores unitarios de inversión, a los efectos del presente Convenio:

- Centrales turbo-vapor 850 U$S/kw
- Centrales turbo-g s: 365 U$S/kw
- Centrales hidráulicas de embalse: 1200 U$S/kw
- Centrales de ciclo combinado: 650 U$S/kw

iv. Se adopta el siguiente procedimiento como cláusula de mantenimiento de valor. La actualización de los valores de inversión se hará mediante la utilización de un factor

resultando de ponderar igualmente cuatro índices, obtenibles en las "Estadísticas Financieras Internacionales", publicadas por el Fondo Monetario Internacional.

Ellos son el índice de precios al consumidor en los Estados Unidos de América, el índice de precios de bienes industriales de los Estados Unidos de América, el índice de valor unitario de exportaciones de los Estados Unidos de América y el índice de valor unitario de exportaciones de los países industrializados.

Para la eventualidad de que esa publicación fuera sustituida que fuera imposible obtener la información correspondiente en plazos prudenciales la Comisión de interconexión propondrá la fuente sustitutiva a las Partes;

b) Precios de combustibles utilizados.

i. El precio del fuel-oil (P), en condición costo y flete, a adoptar en las transacciones se define como:

$$P = C + F$$

donde

C = Promedio mensual de los precios medios diarios de fuel- oil de las siguientes características, correspondientes al mes anterior a la operación, obtenidos de la publicación "Platts Oilgram Price Report".

- Barges FOB Rotterdam 1 Pct
- Arabian Persian Gulf FOB HS F.O. 2500 sec.
- Caribbean Cargoes FOB 2.8 Pct en dólares estadounidenses por tonelada métrica

F= Flete de los combustibles puestos en el Río de la Plata, igual al promedio mensual de los fletes, publicados en el mes anterior al de la operación por la publicación "World-scale-World-Wide tanker Nominal Fright scale" corregidos por los datos de la publicación "Platrts Oilgram Price Report en dólares estadounidenses por tonelada métrica correspondientes a los "Transportes entre los puerto de Rotterdam Ras Tanura y Aruba y los de la Plata (Argentina) y Terminal José Ignacio (Uruguay), para barcos de la clase 80-160 mil toneladas.

ii. Para la eventualidad de que esas publicaciones fueran sustituidas o que fuera imposible obtener la información correspondiente en plazos prudenciales, la Comisión de interconexión propondrá a las Partes la fuente substitutiva.

iii. Las Partes convienen en revisar, si correspondiese, los términos del presente Convenio, en caso de que entre ambos países se celebren futuros acuerdos energéticos de cualquier tipo, a fin de proceder a su adecuación

c) La Comisión de interconexión fijará los criterios para computar las pérdidas por trasmisión involucradas en las diferentes transacciones

d) Los valores fijados en el literal a) de este artículo podrán ser modificados por la Comisión de interconexión

Apartamientos de las Condiciones de interconexión Eléctrica

Artículo 35º. Se entiende por apartamiento la diferencia entre el valor real de intercambio de potencia y energía y el valor acordado entre las Partes, siendo este legítimo valor el resultante del conjunto de los servicios recíprocos establecidos dentro del marco de este Convenio y aquella potencia y energía que deban suministrarse por los apartamientos anteriores.

No se computará a este fin la energía y la potencia provistas por Salto Grande. La Energía y potencia provistas en concepto de emergencia formarán parte de apartamiento definido ut supra. Las Partes procurarán que el apartamiento sea nulo en todo momento. Las Partes procurarán que los apartamientos que de todos modos se produzcan, sean cancelados, en las condiciones más similares posibles a aquellas que prevalezcan cuando su ocurrencia, dentro de un período de cuatro semanas.

Si el apartamiento alcanzara valores superiores al 1O % del conjunto de los intercambios y servicios recíprocos durante cuatros semanas consecutivas, deberá abonarse el monto del apartamiento al precio que corresponda a la modalidad más onerosa de prestación acordada en este convenio, conforme a lo que disponga la Comisión de interconexión La Comisión podrá establecer modificaciones al porcentaje del 10% sobre la base de la experiencia acumulada durante el servicio.

En caso de que la emergencia persista durante un lapso prolongado que no permita su compensación según lo previsto anteriormente, las Partes convendrán un contrato de suministro, al efecto.

CAPÍTULO VI Transacciones Comerciales

Artículo 36º. Los Despachos de Carga intercambiarán la información sobre los movimientos de potencia y energía realizados mensualmente, antes del día 10 del mes siguiente, a fin de elaborar las facturas correspondientes.

Artículo 37º. Cada Parte emitirá una factura por las ventas que haya efectuado, la que será abonada por la Parte deudora dentro de los 30 (treinta) días de su presentación previa compensación de los débitos que ambas partes contrajeron durante el período considerado.

Por la Parte Uruguaya el ente que intervendrá en las transacciones será la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y por la Parte Argentina, Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado (A y E).

Artículo 38º. Los pagos del Convenio Argentino-Uruguayo, se efectuarán en dólares de los Estados Unidos de América.

Artículo 39º. Vencido el plazo de 30 (treinta) días sin haber dado cumplimiento al pago de la factura, las sumas impagas devengarán automáticamente un único interés por mora igual a la tasa LIBOR vigente al término del plazo citado, más un punto.

La tasa de interés se reajustará cada 30 (treinta) días de la misma manera, por el lapso en que dicha factura permanezca impaga.

La misma podrá ser modificada de mutuo acuerdo entre las Partes.

Artículo 40º. Las transacciones comerciales e intercambios de potencia y energía eléctrica entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina estarán exentos de cualquier tributación nacional provincial departamental o municipal, inclusive del impuesto al valor agregado.

La exención comprende: derechos aduaneros o consulares, tasas, reglas y todo otro gravamen de cualquier naturaleza, vigente o a crearse en el futuro.

Nota: el artículo 1 del Decreto 182/005, exonera de todo recargo y tributo a la importación de potencia y energía eléctrica y las demás transacciones comerciales necesarias para la importación de energía adquirida por la UTE a la República Federativa del Brasil.

CAPÍTULO VII Capacitación

Artículo 41º. Se acuerda establecer intercambios de información y programas de capacitación que conduzcan a la mejor operación del sistema interconectado conjunto y al logro de los objetivos del presente Convenio.

Artículo 42º. En particular se consideran de interés mutuo la realización de cursos, seminarios y prácticas, para la capacitación y entrenamiento de los responsables en los aspectos concernientes a los reglamentos y normas de la operación interconectada y realización de visitas y estadas recíprocas, del personal técnico y profesional afectado a la misma.

CAPÍTULO VIII Coordinación con la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande

Artículo 43º. El sistema eléctrico de Salto Grande está constituido por las obras comunes construidas por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande conforme a lo establecido en el Convenio del 30 de diciembre de 1946 y su Acuerdo reglamentario.

Artículo 44º. El presente Convenio no altera lo establecido en el artículo 13 del Acuerdo para reglamentar el Convenio del 30 de diciembre de 1946, referido a los derechos sobre la potencia y producción de la Central de Salto Grande.

Los intercambios de potencia y energía que ambas Partes acuerden serán considerados como independientes de los realizados por la C.T.M.

Artículo 45º. Los sistemas interconectados de ambas Partes, deberán hacer uso prioritario de la energía y potencia disponibles en Salto Grande, mientras se mantengan los compromisos financieros contratados por ambas Partes con el Banco Interamericano de Desarrollo, a menos que por razones técnicas fundadas sea conveniente otra modalidad de operación.

Artículo 46º. La Comisión de interconexión coordinará con la C.T.M. todos aquellos aspectos de sus actividades que tengan relación con las responsabilidades de ésta.

Artículo 47º. La C.T.M., a los efectos de la coordinación de la operación de los respectivos Sistemas Interconectados Nacionales por parte de los Despachos Nacionales de Carga, comunicará diariamente a los mismos:

a) La disponibilidad de sus recursos energéticos para los días siguientes, de acuerdo a las previsiones que efectúe, a las condiciones de borde que los usos prioritarios impongan al uso hidroeléctrico como responsable del uso global del recurso hidráulico y a las restricciones temporarias o permanentes que limiten las posibilidades de generación hidroeléctrica;

b) La disponibilidad de las instalaciones a su cargo y planes de mantenimiento correctivos.

Artículo 48º. La responsabilidad sobre las órdenes emitidas al Centro de Control de la C.T.M., recaerá periódicamente sobre uno u otro Despacho Nacional de Carga, según los plazos y modalidades que se establezcan en el Reglamento Operativo.

Artículo 49º. En los puntos de entrega, recepción, edición, incluidos dentro de las obras en común del sistema de Salto Grande, la C.T.M. facilitar los medios, necesarios para que se lleven a cabo los acuerdos establecidos para la medición de los intercambios efectuados entre las Partes.

CAPÍTULO IX Solución de Controversias

Artículo 50º. Toda controversia acerca de la interpretación o aplicación del presente Convenio que no pueda resolverse por negociaciones directas en el seno de la Comisión de interconexión será sometida a los medios diplomáticos ordinarios de solución de controversias.

CAPÍTULO X Disposiciones Transitorias

Artículo 51º. Ambas Partes acuerdan que luego de la firma del presente Convenio por parte de los Plenipotenciarios respectivos y hasta tanto no sean designados los miembros de la Comisión de interconexión prevista en el artículo 6 del Acuerdo de interconexión Energética del 12 de febrero de 1974, las funciones encomendadas a dicha Comisión quedarán transitoriamente a cargo de las Representaciones designadas por ambas Partes para la negociación de este Convenio, actuando en forma conjunta.

CAPÍTULO XI Cláusulas Finales

Artículo 52º. El presente Convenio entrará en vigor a partir de la fecha de canje de los respectivos instrumentos de ratificación y tendrá una duración de cinco años, prorrogados automáticamente por períodos de un año.

Podrá ser modificado mediante acuerdo entre las Partes y podrá ser denunciado en cualquier momento después de finalizar el primer período.

La denuncia surtirá efecto transcurridos seis meses de su notificación.

En fe de ello los respectivos Plenipotenciarios firman el presente Convenio en dos ejemplares originales de un mismo tenor, igualmente válidos en Salto Grande, a los veintisiete días del mes de mayo del año mil novecientos ochenta y tres.

Decreto-ley Nº 15.700- UTE como sucesora a título universal de COMIPAL

De 10 de enero de 1985, publicado en el D.O. el 11 de abril de 1985. – *Suprime la Comisión Mixta del Palmar (COMIPAL) e instituye a UTE como sucesora a título universal de COMIPAL, cuyo activo y pasivo se transmitirá de pleno derecho al patrimonio de aquélla.*

Artículo 1º. Suprímese a partir de la entrada en vigencia de la presente ley la Comisión Mixta del Palmar (COMIPAL) creada por el decreto 335/973 del Poder Ejecutivo, de 15 de mayo de 1973, y dotada de personería jurídica por la ley 14.224, de 11 de julio de 1974, en virtud de haber cumplido, en lo fundamental, los cometidos que le fueron asignados por tales normas.

Artículo 2º. Institúyese a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) sucesora a título universal de COMIPAL, cuyo activo y pasivo se trasmitirá de pleno derecho al patrimonio de aquélla.

En consecuencia, en el momento de entrar en vigencia la presente ley quedarán incorporados al patrimonio de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas todas las obras e instalaciones que integran el Complejo Hidroeléctrico "9 de Febrero de 1973" con sus correspondientes líneas de trasmisión y estaciones de transformación, así como todos los demás bienes y derechos de cualquier naturaleza pertenecientes a COMIPAL.

Los Registros Públicos competentes procederán, a pedido de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y sin otro trámite, a efectuar las registraciones que correspondan con la sola presentación de los respectivos certificados notariales que deberán tener referencia precisa a los datos individualizantes de cada bien.

Artículo 3º. Las garantías y avales del Banco Central del Uruguay, Ministerio de Economía y Finanzas y otros establecidos en los respectivos contratos respecto a las deudas y obligaciones que asumirá la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas en virtud de la presente ley, subsistirán en todos sus términos sin perjuicio del régimen de garantías establecido por el artículo 20 de la ley 15.031, de 4 de julio de 1980.

Artículo 4º. Declárase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas facultada para incorporar a su personal, recontratar o prorrogar los contratos celebrados entre COMIPAL y aquellas personas a su servicio conceptuadas necesarias para la administración, explotación, manejo o control de la Central Hidroeléctrica "9 de Febrero de 1973".

Artículo 5º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas conservará y administrará conforme a las normas generales que regulan la materia, todos los títulos, planos, inventarios, registros contables, actas, contratos y anexos y toda la documentación procedente de COMIPAL o relativa al desarrollo de las actividades y cometidos de ésta.

En lo que respecta a los legajos, antecedentes personales y contratos referentes a los funcionarios y demás personas que hayan prestado servicios en COMIPAL, deberán suministrarse a los Institutos de Seguridad Social y a quienes tengan un interés legítimo, los certificados e informaciones que sean requeridos acerca de las actividades prestadas en la Administración Pública.

Artículo 6º. (Disposición Transitoria) En todo lo relacionado con el cumplimiento de trabajos accesorios, conexos o complementarios, comprendidos en el Contrato de las Obras de la Central Hidroeléctrica "9 de Febrero de 1973" todavía pendientes, continuarán vigentes la ley 14.611, de

20 de diciembre de 1976 y demás disposiciones que otorgaren exoneraciones relativas a los referidos trabajos, las que serán aplicables respecto de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

Bajo ningún concepto este Ente podrá utilizar las referidas disposiciones para trabajos, gastos y adquisiciones distintas a las estrictamente comprendidas en el inciso precedente.

Artículo 7º. La presente ley entrará en vigencia el día 1º de enero de 1985.

Artículo 8º. Comuníquese, etc.

Ley Nº 16.211- Ley de empresas públicas

De 1º de octubre de 1991, publicada en el D.O. el 7 de octubre de 1991. – *Ley de empresas públicas*.

Energía Eléctrica

Artículo 26.- Sustitúyese el inciso tercero del Artículo 6º del Decreto Ley No. 14.694, de 1º de setiembre de 1977 por los siguientes:

"El Poder Ejecutivo, previo informe de la Dirección Nacional de Energía y de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, podrá autorizar la integración al sistema Interconectado de UTE de centrales de generación y líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derechos o que fueran explotados o administrados por éstos.

Las condiciones de interconexión y del intercambio energético serán convenidas en cada caso entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y los organismos o empresas interesadas y sometidas a la aprobación del Poder Ejecutivo".

Artículo 27.- Agréganse al Artículo 4º del Decreto Ley No. 15.031, de 4 de julio de 1980 los siguientes literales:

"I) La compra y venta de energía eléctrica a empresas autorizadas a funcionar con sus centrales generadoras.

J) Prestar servicios de asesoramiento y asistencia técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior. A tales fines podrá asociarse en forma accidental o permanente con otras empresas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas".

Ley Nº 16.832- Ley del Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica

De 17 de junio de 1997, publicada en D. O. 27 de junio de 1997. - *Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica, Creación de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), Creación del Despacho Nacional de Cargas y Creación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.*

CAPITULO I Libertad de generación

Artículo 1º. *Nota*: se sustituye el artículo 2º del decreto-ley Nº 14.694.

CAPITULO II Administración del mercado eléctrico

Artículo 2º. Créase la unidad ejecutora Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, que dependerá directamente del Poder Ejecutivo. La misma estará dirigida por una Comisión integrada por tres miembros designados por el Poder Ejecutivo.

Nota: se debe tener presente para toda futura referencia en esta norma a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), que la ley 17.598 dispuso su eliminación, creando en su lugar a la URSEA, como sucesora.

Artículo 3º. Dicha unidad tendrá como cometidos:

1. Controlar el cumplimiento de la presente ley y su reglamentación.
2. Dictar reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios prestados, de los materiales y de los dispositivos eléctricos a utilizar.
3. Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos; de control y uso de medidores e interruptores y reconexión de suministros.
4. Asesorar al Poder Ejecutivo:

   A) En materia de otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a actividades del sector eléctrico, así como lo relacionado al seguimiento de los convenios que celebren los agentes del mercado.

   B) En la fijación de tarifas de venta de energía eléctrica a terceros por parte de los suministradores del servicio público de electricidad.
5. Constituir por sorteo el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten por la participación de los agentes. A tales efectos se procederá a que cada parte designe un árbitro y éstos, de común acuerdo, al tercero. No mediando este acuerdo lo designará la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica. Igual procederá cuando una de las partes incurra en mora de designar su árbitro.
6. Cumplir con todas aquellas funciones que le encomiende el Poder Ejecutivo.

Artículo 4º. Créase la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica.

Artículo 5º. La Dirección de la Administración del Mercado Eléctrico estará a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Serán designados: uno por el Poder Ejecutivo -que lo presidirá-, uno por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, uno por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado. El Poder Ejecutivo reglamentará el procedimiento para la selección de los restantes integrantes del Directorio y la toma de decisiones.

El Directorio estará integrado por cuatro miembros hasta que se instalen en el país generadores privados con una potencia de al menos 100 Mw.

En caso de empate el voto de su Presidente decidirá la votación.

Los miembros del Directorio no percibirán remuneración alguna con cargo a la Administración del Mercado Eléctrico.

La reglamentación del Poder Ejecutivo preverá un sistema de arbitraje y las circunstancias en las que podrán ocurrir a él los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica.

Artículo 6º. *Nota*: se sustituye el artículo 10 del decreto-ley Nº 14.694.

Artículo 7º. El Poder Ejecutivo establecerá las normas a las que se ajustará el Despacho Nacional de Cargas para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional, las que deberán garantizar la transparencia, razonabilidad y equidad de sus resoluciones, contemplando los siguientes principios:

A) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores.

B) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del Sistema Interconectado Nacional, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según los criterios y valores que se establecen en la presente ley.

Los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica deberán comprometerse explícitamente a aceptar dichos criterios y valores para tener derecho a suministrar o recibir energía eléctrica no pactada libremente entre las partes.

Artículo 8º. El Poder Ejecutivo establecerá las normas de despacho económico que aplicará el Despacho Nacional de Cargas para las transacciones de energía y potencia, a que se hace referencia en el literal B) del artículo 7º.

Artículo 9º. El Poder Ejecutivo podrá disponer que la Administración del Mercado Eléctrico arriende a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas los servicios de despacho del Sistema Interconectado Nacional.

Alternativamente, la Administración del Mercado Eléctrico podrá adquirir a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas los bienes que integran el Despacho Nacional de Cargas que se entiendan necesarios para su funcionamiento. El precio y la forma de pago del mismo se acordarán entre ambas partes.

El Poder Ejecutivo podrá adelantar a la Administración del Mercado Eléctrico los fondos requeridos para la adquisición a que refiere el presente artículo, los que serán reintegrados por ésta con el producido de la tasa que se crea por el artículo siguiente.

Artículo 10º. El presupuesto de retribuciones personales e inversiones de la Administración del Mercado Eléctrico deberá ser aprobado por el Poder Ejecutivo, previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, y será financiado con el producido de la tasa que se aplicará en ocasión de las transacciones que se ejecuten a través del Sistema Interconectado Nacional.

Créase la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que se devengará por cada transacción que se ejecute a través del Sistema Interconectado Nacional. Serán sujetos pasivos los agentes del mercado mayorista de energía eléctrica que defina la reglamentación y serán agentes de retención o percepción los que el Poder Ejecutivo designe. La suma de las tasas no podrá superar el 2,5% (dos con cinco por ciento) del monto total del suministro, exportación o tránsito, y será recaudada por la Administración del Mercado Eléctrico en base a liquidaciones conforme lo exija la reglamentación. El Poder Ejecutivo fijará el monto de la tasa y dispondrá de la totalidad del producido de la misma, debiendo destinarlo exclusivamente a la financiación del presupuesto aprobado de la Administración del Mercado Eléctrico y al cumplimiento de la obligación de ésta que surge de lo establecido en el artículo anterior. En caso de registrarse excedentes, éstos serán volcados a disminuir el importe de esta tasa.

Notas: El artículo 2º del Decreto 395/007, establece el procedimiento de cálculo de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financia el presupuesto de la ADME;

CAPITULO III Mercado mayorista de energía eléctrica

Artículo 11º. Créase un mercado mayorista de energía eléctrica que funcionará en las etapas de generación y de consumo, con uso compartido del sistema de trasmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores.

Serán agentes del mercado mayorista de energía eléctrica los generadores, trasmisores, distribuidores y grandes consumidores. La reglamentación establecerá los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos que debe cumplir un cliente final para ser considerado gran consumidor.

Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes consumidores.

Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Estas disposiciones son de aplicación para la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, por ser también generador y distribuidor de energía eléctrica.

Artículo 12º. Los trasmisores y los distribuidores están obligados a permitir el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, en las condiciones acordadas por las partes y de acuerdo con la presente ley y la reglamentación.

Artículo 13º. A condición de reciprocidad, el Poder Ejecutivo podrá dictar la regulación aplicable a los contratos internacionales entre empresas de derecho público o privado, incluyendo el

derecho a la utilización de las instalaciones existentes de trasmisión y distribución de energía eléctrica, en los términos que establezca la reglamentación y con las tarifas máximas fijadas conforme al Capítulo siguiente.

Artículo 14º. Los trasmisores y los distribuidores deberán cumplir con las especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas, según determine la reglamentación.

CAPITULO IV Régimen Tarifario

Artículo 15º. El Poder Ejecutivo, en la forma prevista en el artículo 14 del decreto-ley Nº 14.694, de 1º de setiembre de 1977, podrá fijar tarifas máximas para cada tipo de actividad de la industria eléctrica. A tales efectos deberá requerir a las empresas que realicen más de una de las actividades de la industria eléctrica que presenten resultados económicos de gestión separados de las actividades de generación, trasmisión y distribución, según las normas que al efecto establezca.

Artículo 16º. Los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía eléctrica, calculada a partir de los valores netos entregados. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que reciban o presten en el sistema.

Artículo 17º. Las tarifas máximas que percibirán trasmisores y distribuidores por el uso de sus respectivas redes por parte de terceros, aprobadas conforme a lo dispuesto por el artículo 13, deberán cubrir los costos operativos directos del servicio, incluyendo la amortización de los bienes de uso afectados al mismo, así como una utilidad razonable.

Artículo 18º. Las tarifas aplicables para la venta de energía eléctrica a terceros por los distribuidores del servicio público de electricidad serán fijadas por el Poder Ejecutivo de acuerdo con las normas correspondientes.

CAPITULO V Del servicio público de electricidad

Artículo 19º. El servicio público de electricidad es el suministro regular y permanente de energía eléctrica para uso colectivo, efectuado mediante redes de distribución, en una zona de servicio y destinada al consumo de los suscriptores. La zona de servicio de distribución es el área geográfica en que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas actúa como distribuidor, de acuerdo con lo dispuesto en el decreto-ley Nº 14.694, de 1º de setiembre de 1977.

Artículo 20º. Ningún suscriptor tendrá derecho a repetir contra el distribuidor por los importes que haya debido abonar por concepto de ampliación del sistema eléctrico de aquél. En el caso de los concesionarios, las obras y mejoras realizadas al cese de la prestación pasarán a ser propiedad del Estado.

Artículo 21º. *Nota: se sustituye el artículo 12 del decreto-ley Nº 14.694.*

CAPITULO VI Cometidos de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

Artículo 22º. *Nota: se sustituyen los literales A), H), J) y K) del artículo 4º del decreto-ley Nº 15.031, en las redacciones dadas por el artículo 27 de la Ley Nº 16.211 y por los artículos 265 y 266 de la Ley Nº 16.462.*

Artículo 23º. *Nota: se sustituye el artículo 3º del decreto-ley Nº 15.031*.

CAPITULO VII Disposiciones Generales

Artículo 24º. Si el propietario del inmueble gravado por una servidumbre impuesta en y favor de una línea de conducción eléctrica, legalmente constituida conforme a lo dispuesto por la presente ley y por el decreto-ley Nº 10.383; de 13 de febrero de 1943; negare la entrada del mismo al personal encargado de ejecutar las tareas encaminadas a hacerla efectiva, el

suministrador del servicio público de electricidad solicitará al Juez de Paz competente la orden para ingresar al inmueble gravado a fin de hacer efectiva la servidumbre.

El suministrador del servicio público de electricidad deberá acreditar en su solicitud:

A) La legitimidad invocada.

B) El decreto del Poder Ejecutivo que determina las servidumbres a constituirse.

C) La resolución del suministrador del servicio público de electricidad que designa a los predios afectados por servidumbres.

D) la constancia que la referida resolución fue debidamente notificada conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 9.722, de 10 de noviembre de 1937.

E) Los planos parcelarios de la línea a construir debidamente inscritos en la Dirección General del Catastro Nacional y Administración de Inmuebles del Estado.

Artículo 25º. Una vez presentada la solicitud de ingreso, con los recaudos mencionados en el artículo anterior, la Sede deberá disponer sin más trámite el ingreso al predio para que el suministrador del servicio público de electricidad haga efectiva la servidumbre, cometiéndose al Alguacil, quien podrá recurrir al auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de dicha medida. En todo caso quedará a salvo la acción por daños y perjuicios, conforme a lo dispuesto por el artículo 2º del decreto-ley Nº 10.383, de 13 de febrero de 1943.

Artículo 26º. Exclúyese a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de la aplicación de lo dispuesto por el inciso segundo del artículo 3º del decreto-ley Nº 14.950, de 9 de noviembre de 1979, quedando facultada a fijar la tasa de interés aplicable, la que no podrá exceder los máximos legales.

Artículo 27º. Prohíbese el uso de energía de origen nuclear en el territorio nacional. Ningún agente del mercado mayorista de energía eléctrica podrá realizar contratos de abastecimiento de energía eléctrica con generadores nucleares ni con generadores extranjeros cuyas plantas contaminen el territorio nacional.

Ley Nº 16.858.- Regula el riego con destino agrario

De 3 de setiembre de 1997, publicada en el D.O. el 11 de setiembre de 1997- Regula el riego con destino agrario.

Artículo 13. (Objeto).- Las Asociaciones Agrarias de Riego (AAR) y las Sociedades Agrarias de Riego (SAR) no podrán integrar a su objeto otros que no refieran a los exclusivos efectos del uso, manejo, suministro del agua y obras de conducción y drenaje asociadas, conforme a las disposiciones de la presente ley y del Decreto-Ley No. 15.239, de 23 de diciembre de 1981.

Se encuentra comprendido en dicho objeto la realización de obras hidráulicas de aprovechamiento en común o individual de sus miembros o para servicios a terceros, así como la operación de sistemas de riego y la generación de energía eléctrica de fuente hidráulica.

Nota: Texto dado por el artículo 4º de la Ley Nº 19.553, de 27/10/2017.

Artículo 21. (Construcción).- Toda construcción de obras hidráulicas con fines de riego requerirá la aprobación del proyecto de obra, del plan de uso y manejo de suelos y de aguas, así como la autorización ambiental, de acuerdo a lo establecido en el Código de Aguas y las Leyes, Ley No. 16.466, de 19 de enero de 1994, Ley No. 18.564, de 11 de setiembre de 2009, y Ley No. 18.610, de 2 de octubre de 2009, y demás normas concordantes.

La reglamentación dispondrá los mecanismos y los procedimientos administrativos necesarios para la aprobación conjunta por parte de los Ministerios competentes.

En las represas destinadas simultáneamente a riego y generación de energía eléctrica con una potencia de hasta 10 MW (diez megavatios), a los efectos de su vinculación al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica a través del Despacho Nacional de Cargas, se considerará que existe preferencia del riego sobre la generación de energía en los términos que establezca la reglamentación.

Todo proyecto de obra hidráulica que se presente a aprobación, deberá prever las condiciones en que será operada, a los efectos de prevenir afectaciones a la calidad de las aguas, tanto las retenidas como las del curso aguas abajo, en un todo de acuerdo a lo establecido por la Ley No. 18.610.

Sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo 4º del Código de Aguas, en caso de contravención a lo dispuesto precedentemente, facúltese indistintamente a los Ministerios competentes, para solicitar judicialmente la demolición de las obras a cargo del infractor, siguiéndose a esos efectos el procedimiento previsto en el artículo 346 del Código General del Proceso, no obstante las multas que pudiere imponer en vía administrativa al amparo de lo dispuesto por el artículo 26 de la presente ley y de la acción penal cuando corresponda".

Nota: Texto dado por el artículo 9º de la Ley Nº 19.553, de 27/10/2017.

Ley Nº 17.243 arts. 34 y ss.- Regula el alumbrado público

De 29 de junio de 2000, publicada en el D.O. el 6 de julio de 2000. – Capítulo VIII, mejora de la administración, sección 5ª, Servicios Públicos. Establece que en los departamentos en los que la Intendencia Municipal adeude el equivalente a cuatro o más meses de consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas podrá subrogarse en el cobro, realizándolo directamente a sus clientes domiciliarios. Determina que UTE podrá acordar, con conformidad de las Intendencias Municipales, diversas formas de participación y colaboración en el desempeño del servicio público de alumbrado de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, al amparo de lo dispuesto por el art. 262 de la Constitución de la República.

Artículo 34.- En los departamentos en los que la Intendencia Municipal adeude el equivalente a cuatro o más meses de consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá subrogarse en el cobro, realizándolo directamente a sus clientes domiciliarios.

Los pagos realizados por estos últimos compensan de pleno derecho igual importe de la tasa municipal que correspondiere.

Este cobro será conjunto con la factura de suministro eléctrico integrando un único pago indivisible.

No corresponde pago alguno en las zonas que carezcan del servicio.

Artículo 35.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá efectuar el servicio público de alumbrado de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, siendo responsable de la instalación, con todos sus elementos, y el mantenimiento que posibilite una prestación adecuada del servicio.

Lo dispuesto en el inciso anterior sólo será de aplicación en aquellos casos en que las Intendencias Municipales manifiesten su conformidad.

También podrán acordar otras formas de participación y colaboración en el desempeño de este servicio, al amparo de lo dispuesto por el artículo N 262 de la Constitución de la República.

Artículo 36.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y las Intendencias Municipales podrán acordar el valor actualizado de los activos incrementales ejecutados por éstas, así como efectuar eventuales compensaciones por deudas que existieren.

Ley Nº 17.598- Ley orgánica de la URSEA

De 13 de diciembre de 2002, publicada en D. O. 24 de diciembre de 2002. *Creación de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).*

*NOTA***:** Ver en Tomo Institucional.

Ley Nº 18.012- Aprueba *Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados*

De 11 de setiembre de 2006, publicada en el D.O. el 18 de setiembre de 2006. – *Aprueba el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados, suscrito en la ciudad de Montevideo, el día 9 de diciembre de 2005*

Artículo Único.- Apruébase el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados, suscrito en la ciudad de Montevideo, el día 9 de diciembre de 2005.

PREÁMBULO

Los Gobiernos de la República Argentina, de la República Federativa del Brasil, de la República del Paraguay y de la República Oriental del Uruguay, Estados Partes del Mercado Común del Sur (MERCOSUR) y los Gobiernos de la República de Chile, de la República de Colombia, de la República de Ecuador y de la República Bolivariana de Venezuela, Estados Asociados del MERCOSUR, en adelante Partes del presente Acuerdo;

CONSCIENTES:

De la necesidad de promover y fortalecer la integración regional, impulsando la cooperación económica y la solidaridad compartida entre los pueblos, con miras a propiciar mejores niveles de calidad de vida y de distribución del ingreso entre sus habitantes

RECONOCIENDO:

Las potenciales complementariedades, las asimetrías en materia energética y el derecho de los pueblos de acceder a la energía y la importancia de la cooperación entre las Partes, con el objetivo de apoyar y promover la complementación en materia de energía, procurando armonizar las respectivas estrategias nacionales.

REAFIRMANDO:

El objetivo común de contribuir a la integración y seguridad energética regional y al desarrollo económico y social sustentable

RATIFICANDO:

El derecho de los países de administrar soberanamente sus recursos energéticos de acuerdo con sus políticas nacionales.

CONSIDERANDO:

1. El Tratado de Montevideo de 1980 que crea la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) que tiene como objetivo el establecimiento de un mercado común latinoamericano.
2. El Tratado de Asunción, del 26 de marzo de 1991, por el cual las partes contratantes deciden crear el Mercado Común del Sur (MERCOSUR)..
3. La Declaración Presidencial de la Cumbre de América del Sur, celebrada en Brasilia en setiembre de 2000, que incluyó el objetivo de conformar un Mercado Energético Regional Sudamericano, acordado en el marco de la Iniciativa para la Integración de Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA)..
4. La Declaración de Cusco del 8 de diciembre de 2004, por la cual los Presidentes de los países de América del Sur decidieron conformar la Comunidad Sudamericana de Naciones, a

fin de crear un espacio sudamericano integrado e impulsar, entre otros procesos, la integración física, energética y de comunicaciones en Sudamérica, sobre las bases de la profundización de las experiencias regionales, subregionales y bilaterales, existentes, con la consideración de mecanismos financieros innovadores y las propuestas sectoriales en curso que permitan una mejor realización de inversiones en infraestructura física para la región..

5. El comunicado emitido por los Presidentes de los Estados Partes del MERCOSUR y de los Estados Asociados, en Asunción, Paraguay, el 20 de julio de 2005, en el que se destacan las propuestas sobre alianzas entre las operadoras energéticas nacionales en el marco de la propuesta de Petrosur además de otras iniciativas.

CONVENCIDOS:

De la importancia de contar con un acuerdo marco que facilite la efectiva integración energética y de la conveniencia de que, conforme a las particularidades de cada país, las Partes entre los cuales se desarrollen proyectos concretos de integración energética avancen en forma equilibrada en su desarrollo, estudios de factibilidad técnica, económica y ambiental y otros que se consideren pertinentes y en la compatibilización que se requiera en sus regulaciones internas..

ACUERDAN:

CAPITULO I Propósitos

Artículo 1° El presente Acuerdo marco tiene por objeto contribuir a avanzar en la integración energética regional en materia de los sistemas de producción, transporte, distribución y comercialización de energéticos en los Estados Partes, con el fin de asegurar los suministros energéticos y establecer las condiciones para minimizar los costos de las transacciones de intercambio energético entre dichos Estados, asegurando una valorización justa y razonable de dichos recursos, fortaleciendo los procesos de desarrollo de manera sustentable, respetando los compromisos internacionales vigentes, así como los marcos regulatorios vigentes en cada Estado Parte..

Artículo 2° Las Partes procurarán instrumentar la coordinación institucional, regulatoria y técnica de las actividades nacionales en materia de proyectos y obras de infraestructura que permitan el intercambio de energéticos, con el fin de alcanzar una efectiva integración energética, maximizando los beneficios económicos y sociales en la región.

Artículo 3° En los acuerdos que se suscriban al amparo de este Acuerdo marco, las Partes crearán las condiciones, a través de la coordinación de las respectivas políticas nacionales, para la ejecución de actividades, proyectos y obras de infraestructura energética que propicien la complementación de sus intercambios energéticos así como el aprovechamiento más eficaz de los recursos disponibles.

CAPITULO II Cooperación Regional

Artículo 4° Las Partes profundizarán el análisis de la dinámica y evolución del sector energético de la región a través de los organismos nacionales competentes y, cuando cada Parte lo considere pertinente, con la participación de sus sectores privados directamente involucrados.

Artículo 5° Las Partes cooperarán en el cumplimiento de los propósitos de este Acuerdo marco mediante la identificación conjunta de actividades de intercambio, proyectos y obras de infraestructura energética.

Artículo 6° Con el objeto de profundizar la integración entre las Partes,se podrán celebrar acuerdos regionales, subregionales o bilaterales en las áreas que se enuncian a continuación, entre otras:

- Intercambio comercial de hidrocarburos.
- Interconexión de las redes de trasmisión eléctrica.
- Interconexión de redes de gasoducto y otros ductos hidrocarburíferos.

- Cooperación en la prospección, exploración, explotación e industrialización de los hidrocarburos.
- Fuentes de energía renovables y energías alternativas.

Artículo 7° Las Partes que desarrollen acuerdos específicos de interconexión o integración energética acordarán un procedimiento con el objetivo de informar, cuando corresponda, a los demás Estados Partes que podrían verse beneficiados por los mismos, a los efectos de que éstos puedan negociar su eventual incorporación.

Artículo 8° Las Partes impulsarán la realización de actividades de intercambio y actualización técnica, destinadas a fortalecer las capacidades institucionales para promover el uso racional y eficiente de la energía convencional, la eficiencia energética, las energías renovables, la preservación del medio ambiente y la armonización de los niveles de seguridad y calidad entre las Partes

CAPITULO III Disposiciones Generales

Artículo 9° La República del Paraguay será depositaria del presente Acuerdo y enviará copia autenticada a las Partes y a la Secretaría del MERCOSUR.

Este Acuerdo será protocolizado ante ALADI a cuyos efectos los Gobiernos de las Partes instruirán a sus respectivos Representantes.

Artículo 10° Las controversias que surjan sobre la interpretación, la aplicación, o el incumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Acuerdo, entre los Estados Partes del MERCOSUR, se resolverán por el sistema de solución de controversias vigente en el MERCOSUR.

Las controversias que surjan sobre la interpretación, la aplicación, o el incumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Acuerdo, entre uno o más Estados Partes del MERCOSUR y uno o más Estados Asociados, se resolverán por el sistema que se acuerde en cada caso.

Artículo 11° El presente Acuerdo tendrá duración indefinida y entrará en vigor en un plazo de 30 (treinta) días a partir de la fecha en que la Secretaría General de la ALADI comunique a las Partes la recepción de la cuarta notificación relativa al cumplimiento de las disposiciones internas para su entrada en vigor

Artículo 12° Ninguna disposición de este Acuerdo ni de los que se firmen al amparo de éste, modificará los derechos y obligaciones existentes de una Parte bajo otros acuerdos bilaterales o multilaterales de los que es parte.

Artículo 13° La Parte que desee denunciar el presente Acuerdo deberá comunicar esta intención a los demás Estados Partes, de manera expresa y formal, la que tendrá pleno efecto a los 60 (sesenta) días de entrega del documento de denuncia a la Secretaría General de ALADI. Esta lo distribuirá a las demás Partes

La denuncia del presente Acuerdo no afectará los proyectos que se encuentren en etapa de ejecución.

HECHO en la ciudad de Montevideo a los nueve (9) días del mes de diciembre de 2005, en un original, en los idiomas portugués y español, siendo ambos textos igualmente auténticos.

Ley Nº 18.160- Aprueba Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil

De 20 de julio de 2007, publicada en D.O. el 8 de agosto de 2007. - Aprueba el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, suscrito en la ciudad de Brasilia, República Federativa del Brasil, el 16 de marzo de 2006.

Artículo Único.- Apruébase el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Federativa del Brasil, suscrito en la ciudad de Brasilia, República Federativa del Brasil, el 16 de marzo de 2006. C A D E 5206.

ACUERDO MARCO DE INTERCONEXION ENERGÉTICA ENTRE LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY Y LA REPUBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL

El Gobierno de la República Oriental del Uruguay y El Gobierno de la República Federativa del Brasil, (en adelante denominadas "Las Partes"),

Reafirmando el interés de avanzar en el desarrollo de sus pueblos, promoviendo, en esta instancia, un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos basados en la cooperación, integración e interconexión de sus sistemas eléctricos;

Teniendo en cuenta que la interconexión eléctrica entre las Partes, mediante la vinculación de las estaciones de Rivera (República Oriental del Uruguay) y Livramento (República Federativa del Brasil), ha permitido en una primera etapa, desarrollar experiencia en la operación de los intercambios así como en los beneficios asociados y en los instrumentos técnicos y comerciales que posibilitan dinamizar dichos intercambios

CONSIDERANDO:

El Acuerdo de Complementación Económica No. 2, celebrado entre la República Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, el día 20 de diciembre de 1982;

El Tratado de Asunción suscrito entre los Gobiernos de la República Oriental del Uruguay, la República Federativa del Brasil, la República Argentina y la República del Paraguay el 26 de marzo de 1991;

El Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio para la Interconexión Eléctrica, celebrado en la ciudad de Nueva York el 29 de setiembre de 1994;

El Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados, suscrito en la ciudad de Montevideo el 9 de diciembre de 2005;

Han convenido lo siguiente:

Artículo 1º

El presente Acuerdo Marco tiene por objeto buscar fortalecer la integración energética entre las Partes, respetando lo dispuesto en los respectivos marcos regulatorios..

Las interconexiones eléctricas desarrolladas o a desarrollarse entre ambos países tienen, entre otros, los siguientes propósitos:

a) intensificar la cooperación recíproca en el campo energético y propiciar la integración mediante la interconexión de los sistemas eléctricos;
b) optimizar el uso racional de los recursos energéticos de generación y trasmisión;
c) propiciar los intercambios mutuos de potencia y energía entre sus sistemas eléctricos interconectados, considerando la posibilidad de diversas formas contractuales de comercialización firme, ocasional y de apoyo en caso de emergencias;
d) mejorar la seguridad y calidad de los servicios;
e) proporcionar asistencia técnica recíproca y programas de mejora de recursos humanos, con el alcance y dentro de las finalidades del presente instrumento

Artículo 2º

1. Para la expansión de la integración energética de las partes se crea por el presente Acuerdo Marco una Comisión de Interconexión Energética integrada por seis miembros, tres en representación de cada Parte, y sus respectivos suplentes, indicados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de la República Oriental del Uruguay y el Ministerio de Minas y Energía (MME) de la República Federativa del Brasil.

2. La representación brasileña contará con dos representantes del Ministerio de Minas y Energía y uno de la Empresa de Investigación Energética-EPE.

Artículo 3º Las Partes establecerán las modalidades de intercambio que podrán adoptarse para dinamizar la integración energética, entre las cuales las siguientes:

a) contratación de potencia firme con energía asociada,
b) contratación de abastecimiento firme de energía,
c) intercambios interrumpibles de optimización,
d) intercambios interrumpibles de emergencia

Artículo 4º La expansión de la integración energética entre Brasil y Uruguay se desarrollará de conformidad con los criterios previstos en el Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados, suscripto en la ciudad de Montevideo el 9 de diciembre de 2005.

Artículo 5º Las Partes definirán de común acuerdo los criterios de exención tributaria aplicables a las transacciones comerciales e intercambios de energía eléctrica.

Artículo 6º En tanto la operativa y desarrollo de las interconexiones entre los diversos países de la región implican el reconocimiento de propósitos y objetivos concordantes con los establecidos en este Acuerdo Marco, las Partes convienen mantenerse informados de las interconexiones de sus sistemas eléctricos

Artículo 7º

1. Las controversias que surjan sobre la interpretación, la aplicación, o el incumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente Acuerdo Marco, se procurarán resolver a través de negociaciones directas entre las Partes, a través de sus respectivas Cancillerías.
2. Los acuerdos específicos realizados en el marco del presente instrumento determinarán, en cada caso, el mecanismo para la solución de controversias que surjan entre las Partes con relación a los compromisos en ellos asumidos.

Artículo 8º

1. El presente Acuerdo Marco entrará en vigor en la fecha de la última nota en que las Partes se comuniquen el cumplimiento de los requisitos internos para su entrada en vigor y tendrá validez en forma indefinida, salvo que una de las Partes notifique a la otra, por la vía diplomática, con una anticipación de seis meses, su intención de denunciarlo.
2. La denuncia del presente Acuerdo Marco no afectará los proyectos que se encuentren en etapa de ejecución, ni los contratos celebrados al amparo del presente Instrumento.
3. Las Partes deberán protocolizar el presente Acuerdo Marco ante la Secretaría General de ALADI como Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica Nº 2 entre Brasil y Uruguay, del 20 de diciembre de 1982 (AAP.CE nº 2). C

Hecho en la ciudad de Brasilia, a los dieciséis días del mes de marzo de 2006, en dos ejemplares originales en los idiomas español y portugués, siendo ambos textos igualmente auténticos.

Ley Nº 18.187- Electrificación rural para abastecer nuevas colonias

De 2 de noviembre de 2007, publicada en D.O. el 12 de noviembre de 2007. – Regulación de Colonización de Tierras. Encarga a UTE la realización de obras de electrificación rural necesarias para abastecer a las nuevas colonias que se instalen, así como a las existentes.

Artículo 8º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas realizará las obras de electrificación rural necesarias para abastecer a las nuevas colonias que se instalen, así como a las existentes.

Ley Nº 18.362- Calificación de utilidad pública de la generación eléctrica de fuente eólica y régimen de servidumbres

De 6 de octubre de 2008, publicada en D. O. 15 de octubre de 2008. – Rendición de Cuentas del año 2007. Los artículos 241 a 250 califican de utilidad pública la generación de energía eléctrica de fuente eólica y las afectaciones sobre bienes inmuebles necesarias para desarrollar las actividades vinculadas a dicha generación.

Artículo 241. Califícanse de utilidad pública la generación de energía eléctrica de fuente eólica y las afectaciones sobre bienes inmuebles necesarias para desarrollar las actividades vinculadas a dicha generación.

Artículo 242. La propiedad inmueble que resulte afectada para la construcción, vigilancia y servicio de un parque eólico -que puede comprender a uno o más aerogeneradores y que incluye a todas las instalaciones necesarias para su funcionamiento y ampliaciones- o para estudios relativos a su viabilidad, queda sujeta a las siguientes servidumbres:

A) De estudio, que comprende el libre acceso a predios para efectuar las labores necesarias para la medición de vientos y reconocimiento de suelos.

B) De ocupación temporaria, que comprende el emplazamiento y circulación de maquinarias y vehículos, así como el emplazamiento de obradores, por el tiempo que resulte necesario para la instalación y puesta en funcionamiento del parque eólico, el cual se explicitará en la descripción del proyecto prevista en el numeral 2) del artículo 245 de la presente ley, pudiendo ser prorrogable.

C) De ocupación definitiva, que se extenderá mientras el parque eólico se encuentre operativo y comprenderá el espacio necesario para la ubicación de los aerogeneradores de energía eléctrica así como toda instalación destinada al funcionamiento y operación de los mismos, incluyendo el tendido de líneas aéreas o subterráneas.

D) De paso definitiva, destinada a permitir el acceso a todas las instalaciones del parque eólico por el lugar más favorable para el adecuado cumplimiento de la actividad de generación.

E) De vuelo del aerogenerador, que comprende el espacio aéreo necesario para garantizar el funcionamiento adecuado de cada aerogenerador.

Artículo 243º. El Poder Ejecutivo dictará las normas reglamentarias correspondientes. La reglamentación determinará la extensión de las franjas de terreno en que se limite o prohíba la construcción o subsistencia de cualesquiera edificios o instalaciones, la perforación o zanjado del suelo, la plantación y subsistencia de árboles, así como cualquier otra limitación o prohibición que resulte necesaria para el adecuado funcionamiento del parque eólico y la seguridad de las personas y de los bienes.

Artículo 244º. Las servidumbres aludidas en los literales B) a E) del artículo 243 de la presente ley serán impuestas por el Poder Ejecutivo, previo expediente instruido por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en el cual consten:

1. La petición correspondiente formulada por quien acredite ser titular de una autorización para generar energía eléctrica de fuente eólica en la zona.
2. La descripción del proyecto de generación respectivo y el alcance de las servidumbres requeridas. Se delimitarán claramente las franjas de terreno para las cuales se solicita cada tipo de servidumbre.
3. La notificación al o a los propietarios de los inmuebles que resultarán gravados por las mismas, otorgándoles vista del expediente.

Las servidumbres se podrán hacer efectivas una vez que se acredite fehacientemente ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería el depósito de la compensación provisoria -que equivaldrá al valor catastral de área afectada- o definitiva, según corresponda, y la constitución de

las garantías que previamente haya determinado la referida Secretaría de Estado con la finalidad de salvaguardar el cobro de los saldos de la compensación.

Artículo 245º. La servidumbre aludida en el literal A) del artículo 243 de la presente ley será impuesta por el Poder Ejecutivo, previo expediente instruido por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en el cual conste:

1. La petición correspondiente formulada por quien acredite adecuada justificación de acuerdo a lo establecido en la reglamentación.
2. La descripción del alcance de la servidumbre requerida.
3. La notificación al o a los propietarios de los inmuebles que resultarán gravados por las mismas, otorgándoles vista del expediente.

Artículo 246º. La afectación de servidumbre sobre una propiedad inmueble no inhibirá necesariamente la afectación de la misma propiedad por otra servidumbre.

Artículo 247º. La vista se otorgará por un plazo improrrogable de treinta días hábiles a cuyo efecto el expediente será puesto de manifiesto durante ese plazo en las oficinas del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

El propietario, al evacuar la vista, deberá denunciar el nombre y el domicilio de eventuales condóminos o titulares de derechos reales o personales relativos al predio que se pretende gravar con servidumbre, a efectos de otorgarle vista por el mismo plazo que el otorgado al propietario.

Al evacuar la vista los interesados podrán formular observaciones, que serán consideradas, en lo que resulte pertinente, por el Poder Ejecutivo, al adoptar decisión. Sustanciado el expediente y evacuadas todas las vistas conferidas o transcurridos los términos correspondientes, el Poder Ejecutivo dictará resolución por la que impondrá las servidumbres que correspondan. Esta resolución será notificada a los interesados.

Las notificaciones se efectuarán de acuerdo a las disposiciones reglamentarias vigentes.

En caso en que corresponda la notificación por edictos, éstos deberán ser publicados por tres días en el Diario Oficial y en otro de circulación en la zona donde se ubiquen los inmuebles.

Artículo 248º. Los propietarios y demás titulares de derechos mencionados en los artículos 245 y 246 de la presente ley recibirán la correspondiente compensación de parte del beneficiario, la que podrá incluir los daños y perjuicios derivados de las servidumbres.

Las eventuales reclamaciones o impugnaciones de los interesados no suspenderán la efectividad de las servidumbres, salvo que así lo disponga, en cada caso, el Poder Ejecutivo, a solicitud del beneficiario.

Si el derecho emergente de la servidumbre fuese obstaculizado o impedido, el beneficiario recurrirá al Juez de Paz del lugar de ubicación del inmueble, acreditando el cumplimiento de los extremos previstos en el inciso final del artículo 245 precedente, o solicitando la respectiva consignación. El Juez de Paz Seccional correspondiente, comprobado el derecho a la servidumbre declarada y el cumplimiento o consignación efectuados, intimará al opositor el cese de la obstaculización y habilitará el ingreso inmediato al predio sirviente, sin más trámite. A estos fines, el Juez -que será competente cualquiera sea el monto de la compensación ya sea esta provisoria o definitiva- podrá disponer el auxilio de la fuerza pública.

Artículo 249º. Las reclamaciones por concepto de compensaciones o resarcimiento de daños y perjuicios causados al predio o a sus mejoras, derivados del ejercicio de las servidumbres reguladas por las disposiciones precedentes, se sustanciarán por el trámite del procedimiento del juicio extraordinario.

Artículo 250º. Finalizado el plazo de la servidumbre, el beneficiario debe dejar el predio afectado por la servidumbre en las mismas condiciones en que lo recibió cuando esta le fuera otorgada, a menos que se alcance un acuerdo explícito por escrito de las partes donde se detalle las obras que permanecerán, requiriendo dicho acuerdo la autorización específica previa del Poder Ejecutivo.

Ley Nº 18.719; art 773- Crea Fondo de Estabilización Energética (FEE)

De 27 de diciembre de 2010, publicada en D.O. el 5 de enero de 2011. – Presupuesto Nacional 2010-2014. *Crea un Fondo de Estabilización Energética (FEE) con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficit hídricos sobre la situación financiera de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y sobre las finanzas públicas globales.*

Artículo 773. Créase un Fondo de Estabilización Energética (FEE) con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficit hídricos sobre la situación financiera de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y sobre las finanzas públicas globales.

El FEE estará constituido en la Corporación Nacional para el Desarrollo.

El Poder Ejecutivo, con el asesoramiento de UTE, reglamentará la forma en que se realizarán los aportes al FEE, así como las condiciones de administración y utilización de los recursos. Las reglas para el uso del FEE estarán regidas por criterios vinculados con las condiciones hidrológicas de las cuencas relevantes para la producción de energía eléctrica.

El FEE podrá tener una disponibilidad de hasta 4.000.000.000 UI (cuatro mil millones de unidades indexadas). Autorízase al Ministerio de Economía y Finanzas a transferir los montos necesarios para la constitución de este Fondo hasta el nivel de disponibilidad máxima autorizada, así como los montos necesarios para el posterior mantenimiento del Fondo en los niveles máximos establecidos en la presente norma.

Los aportes al Fondo se realizarán, a partir de la promulgación de la presente ley, con recursos provenientes de Rentas Generales recaudados directamente, así como con versiones a Rentas Generales realizadas por UTE con este destino específico.

Reglamentado por: Decreto N° 442/011 de 19/12/2011.

Ley Nº 18.996- Autoriza a OSE a vender electricidad a UTE y a la CND a constituir una sociedad para tratamiento de residuos para generación

De 7 de noviembre de 2012, publicada en D.O. el 22 de noviembre de 2012.- Autoriza a OSE a vender energía eléctrica a UTE. Autoriza a la Corporación Nacional para el Desarrollo a constituir una sociedad anónima que tendrá por objeto el tratamiento y valorización de residuos sólidos urbanos o agroindustriales para la generación de fuentes de energía.83.

ARTÍCULO 340. Autorízase a la Administración de las Obras Sanitarias del Estado a vender a la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, la energía eléctrica que pueda generar mediante procesos técnicos que se desarrollen en el marco del cumplimiento de sus cometidos específicos.

ARTÍCULO 341. Autorízase a la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) a constituir una sociedad anónima con acciones nominativas, que tendrá por objeto el tratamiento y valorización de residuos sólidos urbanos o agroindustriales para la generación de fuentes de energía.

A efectos de la consecución de su objeto, dicha sociedad acordará en forma directa al amparo de lo dispuesto por el numeral 1) del literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de la Contabilidad y Administración Financiera del Estado con los Gobiernos Departamentales interesados y en caso de energía eléctrica con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) los términos y condiciones para la recepción de residuos sólidos urbanos y para la venta al citado ente de la energía eléctrica generada a partir de éstos.

La CND deberá enajenar el 100% (cien por ciento) de las acciones de la referida sociedad anónima mediante subasta, licitación u otro procedimiento competitivo, debiendo los postulantes reunir las condiciones técnicas y financieras necesarias para la realización del objeto social.

La actividad a desarrollar por la sociedad a crearse, estará sujeta al control, supervisión e intervención de las autoridades públicas, en los ámbitos de sus respectivas competencias.

Los contratos que se celebren con los Gobiernos Departamentales y con UTE no tendrán principio de ejecución ni generarán efecto obligacional alguno en tanto no se perfeccione la enajenación a que refiere el inciso tercero, y se resolverán de pleno derecho, si en el plazo de un año a partir de la oferta del paquete accionario, no se concretase dicha enajenación.

La reglamentación establecerá, entre otros aspectos:

A) Los términos y condiciones, así como el plazo de los contratos a suscribirse con los Gobiernos Departamentales y con UTE, el cual no podrá exceder de veinte años, contados a partir del inicio de la actividad de la sociedad.

B) Las condiciones para que pueda operarse la prórroga del plazo, la que en ningún caso podrá ser superior al término original acordado.

C) Los términos y condiciones para la oferta a terceros del paquete.

Ley Nº 19.355- Atribución de deber a la URSEA en materia de seguridad de productos eléctricos comercializables y normas sobre alumbrado público.

De 19 de diciembre de 2015, publicada en D.O. de 30 de diciembre de 2015, Se aprueba el Presupuesto Nacional del Período 2015-2019

Artículo 60. La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, en el marco de sus atribuciones de regulación y control de la seguridad de productos y equipamientos eléctricos comercializables, y en otras materias de su competencia en que pueda corresponder, ante actuaciones de entidades certificadoras intervinientes que puedan habilitar alguna observación en su proceder técnico, debe comunicar circunstanciadamente tal situación al Organismo Uruguayo de Acreditación.

Artículo 679. Derógase el artículo 12 de la Ley No. 18.860, de 23 de diciembre de 2011.

Sustitúyense los créditos presupuestales establecidos en la Ley derogada en el inciso precedente, por una partida anual de $ 500.000.000 (quinientos millones de pesos uruguayos) expresada a valores de enero 2015, con cargo a la Financiación 1.1 “Rentas Generales”, que será distribuida entre los Gobiernos Departamentales de acuerdo a los criterios que establezca la Comisión Sectorial prevista en el literal B) del inciso quinto del artículo 230 de la Constitución de la República que contemplarán, entre otros, los siguientes aspectos:

A) Asumir hasta el 40% (cuarenta por ciento) de la facturación mensual que realice la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) por concepto de alumbrado público correspondiente a las zonas del alumbrado público que se encuentren debidamente medidas con instalaciones aprobadas por el correspondiente Gobierno Departamental y por UTE. En ningún caso se abonará por energía reactiva, la que será, íntegramente, de cargo de los Gobiernos Departamentales.

B) Incentivar el mantenimiento de planes ejecutados y el desarrollo de aquellos que procuren el uso eficiente de la energía de acuerdo a lo establecido en el artículo 2º de la Ley No. 18.597, de 21 de setiembre de 2009.

C) Las luminarias que cumplan con los requisitos de eficiencia energética establecidos.

A los efectos de asumir las erogaciones autorizadas en cada oportunidad, se deberá constatar que cada Gobierno Departamental se mantenga al día con los pagos de la facturación que haya realizado el ente, correspondiente a su porcentaje de potencia y energía asociada, así como la energía reactiva correspondiente.

Asimismo, deberán suscribirse los acuerdos necesarios para que UTE realice, por cuenta y orden del Gobierno Departamental y conjuntamente con su facturación, el cobro de un precio o tributo, que deberá guardar razonable equivalencia con los egresos que debe realizar el Gobierno Departamental por consumos de energía del alumbrado público, mantenimiento y extensión del servicio, en los plazos que se establezcan en los compromisos de gestión previstos en la presente Ley.

Ley Nº 19.438- Sustituye artículo 1782 del Código Civil, delimita autorización para emitir deuda pública nacional y autoriza a dar información a Gobiernos Departamentales

De 14 de octubre de2016, publicada en D.O. de 26 de octubre de 2016 - Se aprueba Rendición de Cuentas ejercicio 2015

Artículo 63. Sustitúyese el artículo 1782 del Código Civil, en la redacción dada por el artículo 1º de la Ley No. 18.666, de 14 de julio de 2010, por el siguiente:

"**Artículo 1782.** El arrendamiento no podrá contratarse por más de quince años. El que se hiciere por más tiempo caducará a los quince años.
Exceptúase el arrendamiento de aquellos inmuebles que tengan como destino apoyar una presa y embalsar el agua, canales de conducción y distribución de agua para riego o la generación de energía eléctrica, en cuyo caso el plazo máximo será de treinta años. El que se hiciere por mayor tiempo caducará a los treinta años. El plazo de arrendamiento de los bienes hipotecados se regulará por lo establecido en los incisos segundo y tercero del artículo 2328 de este Código.
Exceptúase, asimismo, el arrendamiento de inmuebles con destino a forestación de acuerdo a lo preceptuado por el artículo 5º de la Ley No. 15.939, de 28 de diciembre de 1987, y aquellos con destino a árboles frutales, cuyo plazo máximo será de treinta años. El que se hiciere por mayor tiempo caducará a los treinta años".

Artículo 184. Sustitúyese, a partir de la fecha de promulgación de la presente Ley, el artículo 2º de la Ley No. 17.947, de 8 de enero de 2006, en la redacción dada por el artículo 734 de la Ley No. 19.355, de 19 de diciembre de 2015, por el siguiente:
"**Artículo 2º.** Conforme a lo dispuesto por el numeral 6º) del artículo 85 de la Constitución Vigente de la República, autorízase al Poder Ejecutivo a emitir deuda pública nacional siempre que el incremento de la deuda pública neta al cierre de cada ejercicio respecto al último día hábil del año anterior, no supere los siguientes montos:
A) 16.000.000.000 UI (dieciséis mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2015.
B) 21.000.000.000 UI (veintiún mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2016.
C) 17.000.000.000 UI (diecisiete mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2017.
D) 15.000.000.000 UI (quince mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2018.
E) 13.500.000.000 UI (trece mil quinientos millones de unidades indexadas) a partir del ejercicio 2019.
Cuando medien situaciones climáticas adversas que determinen que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) deba asumir costos extraordinarios para la generación de energía, el tope referido en el inciso anterior podrá ser adicionalmente incrementado en hasta un máximo equivalente al 1,5% (uno con cinco por ciento) del Producto Bruto Interno (PBI). En ningún caso, a los efectos dispuestos en este artículo, los costos extraordinarios incurridos por UTE, sumados a la variación del Fondo de Estabilización Energética (artículo 773 de la Ley No. 18.719, de 27 de diciembre de 2010) podrán superar el 1,5% (uno con cinco por ciento) del PBI. El Poder Ejecutivo dará cuenta de lo actuado a la Asamblea General".

Artículo 189. Autorízase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL), y a la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE), a aportar los datos que le sean requeridos por los Gobiernos Departamentales para el control de los tributos que recauden estos últimos.
Declárase que, a los efectos de lo establecido en el presente artículo, no regirán las limitaciones dispuestas en la Ley No. 18.331, de 11 de agosto de 2008.
La información recibida por los Gobiernos Departamentales en virtud del presente artículo será considerada confidencial en los términos dispuestos por la Ley No. 18.381, de 17 de octubre de 2007.

Ley Nº 19.620-Autorízase al Poder Ejecutivo a transferir el monto excedente del Fondo de Estabilización Energética a Rentas Generales

De 17 de mayo de 2018, publicada en D.O. de 29 de mayo de 2018- Se autoriza al Poder Ejecutivo a transferir el monto excedente del Fondo de Estabilización Energética a Rentas Generales.

Artículo 1°. Defínase como Valor Objetivo de Cobertura del Fondo (VOCF) el valor correspondiente al incremento del costo anual de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en un escenario de hidraulicidad inferior a la media, de acuerdo con lo que establezca la reglamentación.

A tales efectos, anualmente la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) calculará el VOCF a considerar en el año móvil siguiente, usando exclusivamente los modelos de simulación y las hipótesis de la Programación Estacional correspondiente publicada por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

Artículo 2°. Autorízase al Poder Ejecutivo a transferir a Rentas Generales desde el Fondo de Estabilización Energética (FEE) creado por el artículo 773 de la Ley N° 18.719, de 27 de diciembre de 2010, el monto que exceda del VOCF anual más un incremento del 50% (cincuenta por ciento).

Artículo 3°. El destino del excedente transferido se determinará en próximas instancias presupuestales.

Ley Nº 19.670-Se aprueba Rendición de Cuentas 2017

De 15 de octubre de 2018, publicada en D.O. de 19 de octubre de 2018- Se aprueba Rendición de Cuentas 2017.

Artículo 334. Sustltúyese, a partir de la promulgación de la presente ley, el artículo 2º de la Ley No. 17.947, de 8 de enero de 2006, en la redacción dada por el artículo 184 de la Ley No. 19.438, de 14 de octubre de 2016, por el siguiente:

"ARTÍCULO 2°.- Conforme a lo dispuesto por el numeral 6) del artículo 85 de la Constitución de la República, autorízase al Poder Ejecutivo a emitir Deuda Pública Nacional siempre que el incremento de la deuda pública neta al cierre de cada ejercicio respecto al último día hábil del año anterior, no supere los siguientes montos:
A) 16.000.000.000 UI (dieciséis mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2015
B) 21.000.000.000 UI (veintiún mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2016
C) 17.000.000.000 UI (diecisiete mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2017

D) 16.500.000.000 UI (dieciséis mil quinientos millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2018
E) 14.000.000.000 UI (catorce mil millones de unidades indexadas) en el ejercicio 2019
F) 13.500.000.000 UI (trece mil quinientos millones de unidades indexadas) a partir del ejercicio 2020
Cuando medien situaciones climáticas adversas que determinen que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), deba asumir costos extraordinarios para la generación de energía, el tope referido en el inciso anterior podrá ser adicionalmente incrementado en hasta un máximo equivalente al 1,5% (uno con cinco por ciento) del Producto Interno Bruto (PIB). En ningún caso, a los efectos dispuestos en este artículo, los costos extraordinarios incurridos por UTE, sumados a la variación del Fondo de Estabilización Energética (artículo 773 de la Ley No. 18.719, de 27 de diciembre de 2010) podrán superar el 1,5% (uno con cinco por ciento) del PIB. El Poder Ejecutivo dará cuenta de lo actuado a la Asamblea General".

Ley Nº 19.889- Ley de Urgente Consideración

De 9 de julio de 2020, publicada en D.O. de 14 de julio de 2020- Causales específicas habilitantes para la contratación por UTE.

Artículo 314. (Procedimientos y topes aplicables para las compras del Estado). Sustitúyese el artículo 482 de la Ley No. 15.903, de 10 de noviembre de 1987, y sus modificativas, por el siguiente:
"**Artículo 482.** Las contrataciones se realizarán mediante licitación pública u otro procedimiento competitivo expresamente previsto, de acuerdo a lo que mejor se adecue a su objeto, a los principios generales de la contratación administrativa y a lo previsto en la normativa vigente. No obstante, podrá contratarse :
(…) D) Directamente o por el procedimiento que el ordenador determine, cualquiera sea el monto de la operación, en los siguientes casos de excepción:
(…) 4) Cuando el bien o servicio integre de manera directa o indirecta la oferta comercial de una entidad pública, que actúe en régimen de competencia.
(…) 21) La compraventa por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de la energía generada por otros agentes en territorio nacional, cuando se trate de operaciones de corto plazo destinadas a conciliar excedentes y faltantes, o cuando tratándose de operaciones a mediano y largo plazo, no fuera posible realizar un procedimiento competitivo por razones fundadas, de lo cual se dará previa difusión pública, quedando todas las operaciones señaladas, a lo que establezca la reglamentación que a tales efectos dicte el Poder Ejecutivo. (…)
Las contrataciones que contravengan esta disposición son nulas (artículo 8º del Código Civil)".

DECRETOS

Decreto Nº 469/980- Reglamenta ley orgánica de UTE

De 3 de setiembre de 1980, publicado en D.O. el 23 de setiembre de 1980. - *Se reglamenta la Ley Orgánica de UTE (Decreto-ley Nº 15.031).*

VISTO: la Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas 15.031 de 4 de julio de 1980. (Decreto Ley No. 15.031);

CONSIDERANDO: que corresponde reglamentar la precitada Ley No. 15.031 de 4 de julio;

ATENTO: a lo establecido en el numeral 4º del artículo 168 de la Constitución de la República;

CAPITULO I Del Directorio

Artículo 1º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) será administrada por un Directorio integrado por cinco miembros designados conforme a lo dispuesto por el artículo 187 de la Constitución de la República.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 430/988, de 22 de junio de 1988.

Artículo 2º. Para el cumplimiento de lo antes expresado, corresponde al Directorio:

a) Proyectar, de acuerdo a las políticas sectoriales que conduce el Poder Ejecutivo, los lineamientos generales de política, y las metas y objetivos para la Institución;

b) Dictar los Reglamentos conducentes al eficaz cumplimiento de los cometidos a cargo del Ente;

c) Proyectar las normas relativas al Estatuto de los Funcionarios del Ente, y someterlas a la aprobación del Poder Ejecutivo;

d) Establecer las normas generales de la administración del personal del Ente y fijar las remuneraciones del mismo de acuerdo con las normas vigentes y con las directivas generales que establezca el Poder Ejecutivo;

e) Designar o contratar a todos los funcionarios y demás personas que han de prestar servicios al Organismo. El cargo Gerente de División y los superiores en la actual estructura, y sus equivalentes en otras, se cubrirán mediante el mecanismo de encomendación de funciones.

Para encomendar las funciones del cargo Gerente General se requerirá mayoría absoluta del Directorio, no siendo de aplicación lo dispuesto en la frase final del Art. 13º de este Decreto;

f) Decretar el cese de los funcionarios y demás personas que presten servicios al Organismo, requiriéndose para destitución o pase a disponibilidad de los funcionarios, mayoría de cuatro votos conformes del Directorio, no siendo de aplicación lo dispuesto en la frase final del Art. 13º de este Decreto;

g) Aprobar el balance anual y los correspondientes estados de ejecución presupuestal;

h) Elaborar el presupuesto anual de acuerdo con disposiciones vigentes y someterlo a la aprobación del Poder Ejecutivo;

i) Propiciar ante el Poder Ejecutivo la emisión de deuda pública con destino al financiamiento de obras del organismo, de acuerdo con las disposiciones Vigentes;

j) Suscribir convenios internacionales de acuerdo con lo que, al respecto, determina el Art. 185º de la Constitución Vigente de la República y la reglamentación del Poder Ejecutivo, sin perjuicio de las facultades que correspondan al Poder Legislativo;

k) Nombrar apoderado o representante para todas aquellas gestiones en que no fuera posible o conveniente la intervención directa del Directorio;

l) Adquirir, enajenar, gravar y disponer de cualquier otra manera de cualesquiera bienes, muebles o inmuebles, corporales o incorporales, así como de toda clase de derechos, para el cumplimiento de los cometidos a cargo de la Administración, y con sujeción a las disposiciones vigentes, realizando por sí o a través del Presidente, del Gerente General o de otros funcionarios en los cuales hiciera delegación, todos los actos y contratos conducentes a estos fines;

m) Celebrar todo tipo de contratos, cumpliendo con las normas legales y reglamentarias que rigen la contratación administrativa;

n) Delegar en el Presidente y en los jerarcas subordinados las atribuciones que estime conveniente para un más eficaz funcionamiento del servicio, salvo aquellas que sean indelegables de acuerdo con la Constitución y la Ley.

Nota: Redacción dada por el artículo 1º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

Artículo 3º. El Directorio fijará, para cada período, el régimen de sesiones ordinarias. Sin perjuicio de ello el Directorio podrá reunirse extraordinariamente cuando lo convoque el Presidente, por su propia iniciativa o a solicitud de dos de sus miembros.

Nota: Redacción dada por el artículo 1º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

Artículo 4º. Habiendo quórum para sesionar, el Presidente declarará abierta la sesión. Someterá a aprobación el acta o actas anteriores correlativas si las hubiere. Luego de sometidas las actas a aprobación, se dará cuenta de los asuntos entrados. Acto continuo los Directores podrán hacer las solicitudes, reclamos o indicaciones que estimen convenientes. Los directores podrán solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día, o pasarlos a una Comisión, o remitirlos a informe de la repartición correspondiente, estándose a lo que el Directorio resuelva.

Nota: Redacción dada por el artículo 1º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

Artículo 5º. De todo lo actuado por el Directorio se dejará constancia en acta que, una vez aprobada, será firmada por el Presidente y que el Secretario General, o Secretario o Prosecretario que hubiera asistido a la sesión, quienes, además deberán rubricar todas sus hojas.

Artículo 6º. Las mociones para cerrar la discusión, declararla libre o pedir que los asuntos pasen a Comisión, se votarán sin discusión

Artículo 7º. En el curso de la discusión podrán hacerse mociones o indicaciones con el carácter de cuestión de orden o de cuestión previa, las que serán inmediatamente resueltas, suspendiéndose entre tanto la discusión del asunto que esté a consideración del Directorio.

Artículo 8º. Son cuestiones de orden: las que se refieren a orden del día, observancia, del Reglamento, suspensión o aplazamiento de la discusión o consideración de un asunto, reconsideración de un proyecto antes de su sanción definitiva y declaración de urgencia.

Artículo 9º. Cuestión previa es la consulta al Directorio sobre la inteligencia o espíritu de una disposición legal o reglamentaria que tenga relación con el asunto que se discute. **Artículo 10º.** Los Directores tendrán derecho a solicitar la ampliación del orden del día fijado por el Presidente, para la consideración de temas de su competencia y de trascendencia para la institución.

Artículo 11º. El Directorio podrá constituirse en Comisión General para conferenciar sobre algún asunto que exige explicaciones preliminares. La Comisión General no adoptará decisión alguna.

Artículo 12º. Bastará para que el Directorio pueda sesionar la presencia de tres de sus miembros.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 430/988, de 22 de junio de 1988.

Artículo 13º. Para toda votación es necesaria la asistencia personal de los Directores. Las resoluciones se tomarán por simple mayoría de votos, excepto en los casos en que alguna norma expresa requiera mayoría especial. Si se produjera empate, el asunto será tratado en la próxima sesión y si éste subsistiera, el voto del Presidente se computará doble.

Nota: Redacción dada por el artículo 2º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

Artículo 14º. Los Directores están obligados a concurrir a las sesiones. En caso de insistencia de los miembros del Directorio frecuente o injustificada o que la misma se prolongue por un término mayor de dos meses sin motivo plausible, el Directorio lo comunicará al Poder Ejecutivo a los efectos que hubiera lugar.

Artículo 15º. Los miembros del Directorio están dispensados de las responsabilidades que establecen los artículos 193, 197 y 198 de la Constitución de la República en los siguientes casos;

a) Los ausentes en la sesión en que se adoptó la resolución y de la sesión en que se hubiera dado lectura y prestado su aprobación al acta respectiva;
b) Los que sin haber concurrido a la sesión en que se adoptó la resolución, hubieran estado presentes al darse lectura al acta y formularan impugnación o dejasen constancia en su disconformidad;
c) Los que habiendo concurrido a la sesión en que se adoptó resolución, hubieran hecho constar en actas su disentimiento y el fundamento que lo motivó. Cuando esos pedidos de constancia se produzcan, el Presidente del Directorio estará obligado a dar cuenta del hecho dentro de las veinticuatro horas al Poder Ejecutivo.

Artículo 16º. El Directorio remitirá quincenalmente al Poder Ejecutivo testimonio de las actas de las sesiones una vez aprobadas, y copias de sus resoluciones.

CAPITULO II Del Presidente

Artículo 17º. Compete al Presidente del Directorio, sustituya legalmente:

a) Como Jefe ejecutivo del organismo, dirigir, coordinar y controlar la marcha general de la institución, dando ejecución a todos los actos requeridos por la administración de la misma;
b) Cumplir y hacer cumplir todas las disposiciones aplicables al organismo, asegurando la regularidad y eficiencia de los servicios;
c) Realizar por sí - en casos de urgencia- aquellos actos de competencia del Directorio que estime necesarios, dando cuenta a dicho órgano en la sesión inmediata siguiente y estándose a lo que éste resuelva;
d) Presidir las sesiones del Directorio y dirigir sus deliberaciones;
e) Representar a la institución y al Directorio en su actuación externa, firmar en tal carácter con el Gerente General o con los jerarcas que el Directorio designe las escrituras públicas y contratos que otorgue el organismo;
f) Firmar con Secretario General o quien lo sustituya, las actas, resoluciones del Directorio y la correspondencia oficial;
g) Firmar con el Gerente General y el Gerente de la División Económica - Financiera o quien ocupe el cargo de similar función en caso de cambio de denominación, el balance anual de la institución;

   Nota: Redacción dada por el artículo 3º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

h) Estructurar el orden del día de las sesiones del Directorio y disponer la citación para las sesiones ordinarias y extraordinarias de dicho órgano;
i) Adquirir valores públicos con los fondos de aplicación diferida, a los efectos del mantenimiento de su valor;
j) Todos los otros actos y operaciones conducentes a la correcta supervisión y dirección de los servicios a su cargo.

Artículo 18º. El Presidente podrá delegar en jerarquías subalternas aquellas de sus facultades que estime conveniente para el más eficaz funcionamiento del organismo.

CAPITULO III Del Vicepresidente

Artículo 19º. El Vicepresidente sustituirá al Presidente en los casos de ausencia, impedimento, remoción o renuncia de éste, con las mismas atribuciones y deberes determinados para el Presidente en el presente Reglamento.

CAPITULO IV Del Secretario General

Artículo 20º. El Secretario General es el Jefe de la Secretaría del Directorio y, como tal, es responsable del buen funcionamiento de dicha dependencia, correspondiente además los siguientes deberes y atribuciones, sin perjuicio de los mencionados en el artículo 5º,

a) Cumplir y hacer cumplir las órdenes de servicio que le trasmite el Presidente;
b) Redactar y hacer redactar bajo su dirección las comunicaciones oficiales y la correspondencia del Directorio y refrendar la firma del Presidente en ellas;
c) Asistir a las sesiones del Directorio y levantar acta de ellas, que deberán insertar por orden numérico en un libro destinado a ese objeto;
d) Comunicar la citación de reuniones ordinarias y extraordinarias que debe realizar el Directorio, a sus miembros asistentes;
e) Supervisar la formulación de las relaciones de asuntos contenidos en el orden del día a tratarse;
f) Ejercer las demás funciones que le asignen los Reglamentos y resoluciones especiales del Directorio.

CAPITULO V Del Gerente Comercial

Artículo 21º. El Gerente General es un cargo permanente del organismo al que corresponde coordinar el funcionamiento de la Institución de acuerdo a las directivas, tareas y responsabilidades que se determinen por el Directorio o el Presidente.

Nota: Redacción dada por el artículo 4º del Decreto Nº 63/013, de 22 de febrero de 2013.

Artículo 22º. *Derogado por el art. 5º del Decreto Nº 63/013.*

CAPITULO VI De las Comisiones Especiales

Artículo 23º. Cuando el Directorio lo resuelva, podrá formar comisiones especiales integradas por funcionarios de la institución, ya sea con carácter permanente o extraordinario, con el objeto de asesorar o realizar trabajos, estudios o investigaciones.

Artículo 24º. Las comisiones podrán examinar los antecedentes que requiera el estudio los asuntos, así como recabar directamente los informes que necesitaren.

Artículo 25º. Las comisiones deberán expedirse dentro del término que les señale el Directorio, debiendo rendirle informe escrito salvo que se acepte informe verbal.

Artículo 26º. Los dictámenes de las comisiones no obligan al Directorio.

CAPITULO VII Derogación

Artículo 27º. Deróganse todas las Reglamentaciones que se opongan al presente Reglamento General, y, especialmente, el Reglamento General de la Administración General de las Usinas Eléctricas del Estado de 30 de junio de 1919.

Artículo 28º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 642/988- Normas sobre alumbrado público

De 13 de octubre de 1988, publicado en D.O. el 8 de febrero de 1989. – *Energía eléctrica. Alumbrado público. Centros poblados*

VISTO: lo establecido en el artículo 21 del decreto ley 14.694 del 1º de setiembre de 1977 y su decreto reglamentario 339/979 del 8 de junio de 1979 (art. 51)

RESULTANDO:

I) En la citada disposición legal se establece que el alumbrado público de ciudades, pueblos y centros poblados, será efectuado por las Intendencias Municipales, quienes serán responsables de su instalación y mantenimiento, y que el suministrador del servicio público de electricidad queda obligado únicamente a proveer a dichas Intendencias Municipales, la energía eléctrica necesaria para su buen funcionamiento;

II) Por decreto del Poder Ejecutivo 215/985 del 5 de julio de 1985 se creó un Grupo de Trabajo integrado por representantes del Ministerio de Industria, Energía y Minería, de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y del Congreso Nacional de Intendentes Municipales para proponer y adoptar las medidas que progresivamente permitan implementar en su totalidad las obligaciones municipales emergentes de las normas precedentemente citadas;

III) Dicho Grupo de Trabajo ya se ha pronunciado sobre las medidas a implementarse con tal fin;

IV) El Congreso Nacional de Intendentes Municipales y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas han prestado su conformidad a las medidas propuestas, estructurando las mismas en un acuerdo que ya ha sido convenido entre las partes para ser adoptado y puesto en vigencia de inmediato.

Considerando: que compete al Poder Ejecutivo dictar los reglamentos especiales que sean necesarios para la ejecución de las leyes.

ATENTO: a lo expuesto, a lo establecido en el numeral 4º del artículo 168 de la Constitución de la República y lo dispuesto en los artículos 9 y 21 de la ley 14.694 del 1º de setiembre de 1977 y los decretos 339/979 del 8 de junio de 1979, 215/985 de 15 de julio de 1985 y 416/987 del 12 de agosto de 1987.

Artículo 1º. Establécese que la aplicación y el cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 21 de la ley 14.694 del 1º de setiembre de 1977 se ejecutará con sujeción a las siguientes bases y criterios:

1º.- La U.T.E. proveerá la energía a las redes de alumbrado público en lugares preestablecidos que serán preferentemente las estaciones de transformación de donde parte la red de distribución de baja tensión, y en dichos lugares se instalarán los elementos de comando y control y en su caso también los medidores de energía por parte de la U.T.E.

2º.- Las actuales líneas que alimentan los artefactos de alumbrado público, que hubieran sido provistos por la U.T.E., serán mantenidos por ésta hasta que se produzca su renovación, en cuyo momento las líneas de distribución de alumbrado público pasarán a propiedad y mantenimiento de las Intendencias Municipales.

3º.- Las actuales líneas de alumbrado público que hayan sido provistas e instaladas por las Intendencias Municipales, seguirán siendo mantenidas por las propias autoridades comunales.

4º.- Las nuevas redes de alumbrado público que se ejecuten en adelante, serán realizadas por las Intendencias Municipales, previo entendimiento con la U.T.E. a los efectos de establecer el punto adecuado de abastecimiento de energía y la colocación en dicho punto de los elementos de comando y control y medidores que se acuerden en cada oportunidad.

5º.- A los efectos de una correcta disposición de las medidas efectivas para realizar los pasos necesarios a fin de alcanzar en el más breve plazo posible el esquema general de lo que establece la ley, se constituirá una Comisión que integrada por técnicos de U.T.E. y de cada Intendencia Municipal, proceda desde el relevamiento hasta la solución de las etapas adecuadas para una labor común que satisfaga a ambas partes. Dicha Comisión de entendimiento U.T.E. - Intendencia Municipal será constituida en cada Departamento a

medida que las situaciones existentes lo reclamen. Cuando las partes estimen conveniente, se integrará la Comisión con un delegado de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

6º.- A los fines de establecer líneas de acción comunes en la materia, se establece que las canalizaciones subterráneas que deban ser traspasadas a la Intendencia Municipal, deberán realizarse mediante entubamiento adecuado y separadas de las redes de distribución existentes del servicio público de electricidad. En la misma forma, las líneas aéreas deberán quedar exclusivas para el alumbrado público, totalmente independiente de la red de baja tensión de los usuarios de otras tarifas de electricidad.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 385/998- Norma tributaria

De 29 de diciembre de 1998, publicado en D.O. el 11 de enero de 1999. – Se fija en el cero por ciento (0%) las tasas de todos los tributos aplicables a la venta o cualesquiera otras operaciones efectuadas con los combustibles suministrados a UTE con destino a la generación térmica de energía eléctrica.

VISTO: La actual situación provocada por la sequía, que impone a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) acudir a la generación térmica para satisfacer la demanda de energía eléctrica;

RESULTANDO:

I) Que esa necesidad comporta un considerable aumento del costo de la energía generada, que compromete severamente la gestión económica del Ente Autónomo mencionado o en su defecto, la estabilidad de las tarifas de venta de energía eléctrica;

II) Que inciden en forma relevante en el precio de los combustibles empleados por UTE en la generación térmica, tanto los tributos aplicados a la primera enajenación de aquellos –o alternativamente, a su circulación-, como la circunstancia de que se encuentren dentro de los volúmenes establecidos en la previsión presupuestal de UTE, o no -en base a lo establecido por el Art. 1º, lit. a) in fine, del Decreto No. 432/997, de 5 de noviembre de 1997;

CONSIDERANDO:

I) Que debe procurarse abatir en lo posible la incidencia negativa de la falta de hidraulicidad en los costos de energía eléctrica generada por UTE;

II) Que a tal fin corresponderá fijar los precios de los combustibles tomando únicamente como referencia los precios en el mercado internacional y fijar en el 0% las tasas de los tributos aplicables a la primera enajenación o a la circulación de los combustibles destinados a la generación térmica de energía eléctrica;

ATENTO: A lo dispuesto en el art. 2, lit. b) de la Ley 12.670 de 17 de diciembre de 1959 y art. 18 del Decreto Ley 15.031 de 4 de julio de 1980 y normas concordantes y complementarias;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Fíjase en el cero por ciento (0%) las tasas de todos los tributos aplicables a la venta o cualesquiera otras operaciones efectuadas con los combustibles suministrados a UTE con destino a la generación térmica de energía eléctrica.

Nota: esta norma, fue posteriormente prorrogada por los Decretos 133/004 y 336/008.

Artículo 2º. Déjase provisoriamente sin efecto los precios fijados por el art. 1º, literal a), del Decreto No. 432/997, de 5 de noviembre de 1997 para el Fuel Oil pesado y para el Fuel Oil Especial con destino a UTE.

Artículo 3º. Los precios de todos los combustibles que emplee UTE en la generación térmica de energía eléctrica a partir de la fecha del presente decreto serán fijados tomando únicamente como referencia los precios en el mercado internacional -aunque no se supere los volúmenes establecidos en la previsión presupuestal de UTE- durante todo el tiempo en que se extiendan las condiciones negativas que impiden lograr una suficiente disponibilidad de energía eléctrica generada en las represas hidroeléctricas.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 323/2001- Reglamenta urbanizaciones de propiedad horizontal

De 14 de agosto de 2001, publicado en D.O. el 21 de agosto de 2001. – De las urbanizaciones de propiedad horizontal (Texto parcial).

Reglamentario/a de: Ley N° 17.292 de 25/01/2001 artículos 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54 y 55.

VISTO: la Sección VII Título III de la Ley Nº 17.292 del 25 de enero del 2001, sobre Urbanizaciones de Propiedad Horizontal;

RESULTANDO:

I) que la solución adoptada por el legislador debe ser desarrollada en sus aspectos reglamentarios a los efectos de su más eficaz aplicación;

II) que la finalidad de la norma pretende dar solución a las nuevas urbanizaciones concebidas como conjuntos en los que la propiedad privada de las unidades se engarza con la copropiedad de los bienes comunes que la complementan;

CONSIDERANDO: que atento a las competencias departamentales, este Decreto se abstiene de regular aspectos concernientes a ellas tales como los tamaños de las urbanizaciones y sus unidades, y las zonas de implantación en cada territorio departamental;

ATENTO: al artículo 168 numeral 4º de la Constitución de la República

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA actuando en Consejo de Ministros

DECRETA**:**

CAPITULO I DE LAS URBANIZACIONES DE PROPIEDAD HORIZONTAL

Artículo 1º. En las urbanizaciones que se amparen a la Sección VII, Titulo III de la Ley Nº 17.292 del 25 de enero de 2001, su ubicación, parámetros de extensión, tamaño y promedio de los lotes, factor de ocupación del suelo y factor de ocupación total, se regirán por las Ordenanzas Municipales, planes directores o planes de uso del suelo departamentales en lo pertinente.-

Artículo 2º. Cada proyecto se iniciará con un trámite de viabilidad ante la Intendencia Municipal respectiva.

La documentación exigible para su tramitación será la siguiente:

a) croquis de ubicación que relacione la urbanización proyectada con el entorno;
b) plano del predio total y plano de curvas de nivel cada metro con las características del suelo y del subsuelo;
c) anteproyecto de fraccionamiento con indicación de los bienes comunes y sus destinos, planilla estimada de áreas comunes distinguiendo superficies de esparcimiento, de circulación u otros servicios, superficies privadas, promedio de superficie de las unidades y sus superficies mínimas y máximas; todo ello con firma de Ingeniero Agrimensor;
d) anteproyecto de Reglamento de Copropiedad, con firma de Escribano;
e) estudio de impacto ambiental conforme a las normas legales y reglamentarias vigentes y de afectación de la faja costera en su caso;

f) anteproyecto de las redes de servicios de agua, energía eléctrica, y de otros servicios comunes previstos;

g) forma de evacuación de las aguas pluviales;

h) sistema previsto para evacuar las aguas servidas indicando su forma de tratamiento y disposición final;

i) sistema previsto para la recolección de residuos;

j) indicación de los pavimentos que se prevén para las calles internas, principales o secundarias; y

k) toda otra información requerida por las ordenanzas municipales.- (*)

Artículo 3º. Además de tal viabilidad municipal deberán gestionarse:

a) ante la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (O.S.E.), el estudio de factibilidad de provisión de agua potable por dicho organismo o por otros medios alternativos, en cantidad y calidad suficiente con relación a la población estimada de usuarios;

b) ante la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.), el estudio de factibilidad de suministro de energía eléctrica por dicho ente o por otros métodos alternativos, suficientes para la población estimada de usuarios.

c) ante el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP), la factibilidad de implantar la urbanización de que se trate con respecto a las vías existentes y futuras de comunicación, carreteras, caminos nacionales, vías fluviales o marítimas, puertos, vías férreas y sus estaciones, aeródromos, etc..

Dichos organismos deberán certificar las conclusiones resultantes a efectos de su presentación ante la Intendencia Departamental.-

ARTICULO 4º. Conforme a lo dispuesto por la Ley No. 16.466, en los proyectos urbanísticos de más de cien hectáreas, en ubicaciones determinadas por el Decreto No. 435/994 de fecha 21 de setiembre de 1994, los interesados deberán presentar ante el Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente un estudio de impacto ambiental.

Cuando se trate de desarrollos en la faja de defensa costera, deberá solicitarse la autorización previa del mismo Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (art. 153 del Decreto Ley No. 14.859 en la redacción del art. 193 de la Ley No. 15.903, artículo 393 de la Ley No. 17.296) y de la Dirección de Hidrografía si las soluciones encuadran en el ámbito de su competencia.

En las situaciones indicadas, no podrán iniciarse las tareas, construcciones u obras, sin las autorizaciones previas que correspondieren.

Artículo 5º. La declaración de la factibilidad ante la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) y el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP), las autorizaciones ambientales, así como la viabilidad municipal, podrán tramitarse en forma paralela, con excepción de las correspondientes a inmuebles ubicados dentro de la faja de defensa de costas las que se regirán por lo dispuesto en el artículo 117 de la ley 16.462, de 11 de enero de 1994.-

Los pronunciamientos del la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) y el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP), deberán expedirse dentro del término de 90 días corridos contados desde que los interesados hayan presentado la solicitud con la documentación en forma. Vencido dicho término sin que se haya dictado resolución expresa, el silencio de la Administración se tendrá como aprobación tácita, sin perjuicio de la suspensión del plazo referido cuando ésta observe los elementos documentales presentados o solicite ampliación de los mismos.-

En cuanto a las autorizaciones ambientales se regirán por las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

Decreto Nº 276/002- *Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Naciona.*

De 28 de junio de 2002, publicado en D. O. el 30 de julio de 2002. – *Se aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.*

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución;

RESULTANDO:

I) que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley Nº 14.694 de 1º de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y el Decreto-ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE), con las modificaciones introducidas por la Ley Nº 16.211 de 1º de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), y la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico (ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

III) que dicha ley, en su carácter de "ley marco", consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

IV) que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), aprobado por el Decreto Nº 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

V) que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3º de la Ley Nº 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), aprobado por el Decreto Nº 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

Nota: se debe tener presente para toda futura referencia en esta norma a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), que la ley 17.598 dispuso su eliminación, creando en su lugar a la URSEA, como sucesora.

CONSIDERANDO:

I) que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la UREE y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de Trasmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II) que el Reglamento General tiene por objeto definir el contenido general y alcance del marco reglamentario de las actividades de la industria eléctrica, constituidas por la generación, la transformación, la trasmisión, la distribución, la exportación, la importación y la comercialización de energía eléctrica, enumerar sus principios rectores, establecer un glosario de términos técnicos que facilite la comprensión de sus disposiciones, consagrar normas generales relativas a concesiones, protección del ambiente, precios de electricidad, requerimientos de información y sanciones, de aplicación común en el ámbito de los otros tres Reglamentos que integran dicho marco reglamentario;

III) que, a su vez y con la intención de conformar un marco reglamentario claro y coherente, el Reglamento General opta por la derogación expresa de las disposiciones reglamentarias vigentes hasta su aprobación;

IV) necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del citado Reglamento General de la Industria Eléctrica y sus Anexos;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional adjunto, que se considera parte de este Decreto.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULATORIO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Capítulo I. Alcance

Artículo 1º. El presente Reglamento conforma junto con el Reglamento del Mercado Mayorista, el Reglamento de Trasmisión y el Reglamento de Distribución de energía eléctrica, con sus respectivos Anexos, el marco reglamentario básico de las actividades de la industria eléctrica, constituidas por la generación, la transformación, la trasmisión, la distribución, la exportación, la importación y la comercialización de energía eléctrica.

Las disposiciones de dicho marco regulatorio son aplicables, en cuanto corresponda, a todas las personas que desarrollen las actividades mencionadas, sean públicas, privadas o de economía mixta, incluida la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

Asimismo, serán aplicables a los entes, comisiones u organismos internacionales constituidos para el aprovechamiento compartido de centrales generadoras y líneas de trasmisión de las cuales sea parte el país, en lo pertinente y en lo que no contravenga las normas internacionales que los regulan.

Artículo 2º. Las actividades de trasmisión, transformación y distribución de energía eléctrica tendrán el carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente.

Se entiende que la trasmisión, la distribución y la transformación correspondiente, se destinan a terceros cuando la energía eléctrica que es objeto de las mismas se enajena o el servicio respectivo se presta a terceros.

Artículo 3º. Las actividades de generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica, las cuales no constituyen servicio público, se regirán por las disposiciones respectivas del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Artículo 4º. Las actividades de la industria eléctrica que constituyen servicio público pueden ser cumplidas por UTE o en régimen de concesión.

Artículo 5º. Los sujetos que realicen más de una actividad de la industria eléctrica deberán presentar al Regulador, resultados económicos de gestión separados para cada una de las actividades realizadas, de acuerdo con la normativa que el Regulador establecerá al efecto.

Con tal fin, se presentarán los rubros de costos de explotación no asignables directamente a alguna de las actividades, estableciendo con detalle los criterios seguidos a los efectos de su asignación definitiva.

A efectos de presentar la información anterior, deberá cumplirse con el plan y manual de cuentas uniforme y con las normas específicas de valuación y exposición de rubros, que establezca el Regulador.

Mientras no se formulen el plan, el manual de cuentas uniforme y las normas específicas mencionados, los resultados serán presentados con la desagregación por actividad correspondiente y de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.

Capítulo II. Principios rectores

Artículo 6º. Los principios rectores en la materia, que servirán de criterio interpretativo para resolver las cuestiones que puedan suscitarse en la aplicación de las disposiciones del marco reglamentario de las actividades de la industria eléctrica son los siguientes:

a) separación de los roles de fijación de políticas, de regulación y empresarial del Estado;
b) abastecimiento confiable de la demanda al mínimo costo, con factibilidad ambiental y viabilidad financiera;
c) acceso de los consumidores al servicio;
d) libertad y competencia en generación;
e) libre acceso de los Agentes a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte;
f) promoción de la competencia para el suministro a Distribuidores y Grandes Consumidores;
g) protección del derecho de usuarios y Agentes, impidiendo prácticas monopólicas y competencia desleal, asegurando continuidad, regularidad, calidad y seguridad, y regulando precios donde no hay competencia efectiva o real;
h) precios regulados que reflejen los costos, promoviendo el uso racional y eficiente de los recursos;
i) posibilidad de participación privada en los nuevos emprendimientos;
j) operación integrada del Sistema Interconectado Nacional;
k) administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;
l) despacho económico del Sistema Interconectado Nacional para las transacciones en potencia y energía;
m) transparencia, razonabilidad y equidad en las resoluciones de la ADME y de los órganos estatales con competencia en la materia;
n) eficiencia, transparencia, economía, trato no discriminatorio y acceso abierto a la información en el Servicio de Operación del Sistema;
o) eficiencia, transparencia, predictibilidad y trato no discriminatorio en el Servicio de Administración del Mercado;
p) obligación de suministro de los Distribuidores a los suscritores.

Capítulo III. Definiciones

Artículo 7º. Las siguientes expresiones tendrán en el marco reglamentario, el sentido que se indica:

Acuerdo de Comercialización: Es el que celebran el Agente y su Comercializador, en virtud del cual el segundo se compromete a comercializar energía y potencia (comercialización de demanda o de generación) para el primero, en el MMEE.

Administración del Mercado Eléctrico (ADME): Es la persona pública no estatal que tiene el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (artículo 4º de Ley Nº 16.832).

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE): Es el Ente Autónomo creado por Ley Nº 4273 que, de acuerdo con su Ley Orgánica (Decreto-ley Nº 15.031), con la Ley Nacional de Electricidad (Ley Nº 14694) y con la Ley de Marco Regulatorio del Sector

Eléctrico (Ley Nº 16.832), tiene asignados los cometidos de prestación del servicio público de electricidad y de realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica.

Agente: Es el definido como tal por el inciso segundo del artículo 11 de la Ley Nº 16.832: Generadores, Trasmisores, Distribuidores y Grandes Consumidores.

Agente Consumidor: Es el Agente que retira energía de la red para consumo propio o de terceros. Incluye al Distribuidor, al Gran Consumidor y al Autoproductor que toma energía de la red para consumo propio.

Agente Productor: Es el Agente que produce energía y entrega todo o parte de ella a la red. Incluye al Generador y al Autoproductor.

Alta Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio superiores a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios.

Ampliaciones de Beneficio General: Son las aprobadas anualmente en el Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión, y las requeridas por los Agentes cuando su evaluación técnico-económica cumple con los mismos requisitos exigidos para integrar el plan mencionado. Estas ampliaciones estarán a cargo de UTE en su calidad de Trasmisor principal.

Ampliaciones de Uso Exclusivo: Son las ampliaciones donde el Agente asume todos los costos de inversión en trasmisión, para su uso exclusivo. Solamente las instalaciones de conexión de longitud menor o igual a 10 (diez) km pueden ejecutarse por esta modalidad.

Ampliaciones Mayores: Son las ampliaciones del Sistema de Trasmisión cuyo costo de inversión es mayor que el monto establecido por el Regulador como costo máximo de las Ampliaciones Menores.

Ampliaciones Menores: Son las ampliaciones del Sistema de Trasmisión cuyo costo de inversión no supera al monto establecido por el Regulador al respecto. Inicialmente se establece en US$ 1.000.000 (un millón de dólares estadounidenses).

Ampliaciones por Requerimientos Particulares: Son las ampliaciones de la Trasmisión Central donde los solicitantes se comprometen al pago de todos los costos asociados a la nueva instalación. Como contrapartida percibirán, de ser requerido su uso por terceros, un cargo de trasmisión por el uso de las instalaciones adaptadas.

Autoproductor: Es un Agente con una potencia instalada de generación superior a los 500 (quinientos) kVA y cuya energía anual generada vendida al MMEE no puede superar el 70% (setenta por ciento) de su generación anual, que consume todo o parte de la energía que produce.

Nota: Redacción dada por el artículo 1° del Decreto N° 167/019, de 17/6/2019, publicado en D.O el 25/6/019.

Autoproductor Firme: Es la empresa que cumple los requisitos para ser Autoproductor y que, por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en su capacidad de generación que puede comprometer como firmes para respaldar el abastecimiento de terceros.

Autoproductor No Firme: Es el Agente Autoproductor autorizado que no cumple los requisitos para ser Autoproductor Firme. En consecuencia, cuenta con capacidad instalada para respaldar total o parcialmente la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en Participante del Mercado, de acuerdo a sus requerimientos de consumo y decisiones propias de generación, puede vender excedentes de oportunidad o comprar faltantes para abastecimiento propio en el MMEE.

Baja Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio no mayores a 1.000 (mil) Voltios.

Balance de Energía Horario: Es el balance que realiza la ADME de las transacciones de energía de cada Participante a los efectos de determinar los pagos que corresponden en el Mercado Spot.

Banco de Servicio de Cobranza: Es el Banco de primera línea designado a efectos de la administración del sistema de cobranzas de las transacciones fuera de contratos y servicios implementados por la ADME. Como parte de esta función, el Banco realizará el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones de pago y administrará el sistema de garantías para cubrimiento, parcial o total, de la deuda. Los Participantes, la ADME y los mercados de otros países que realicen operaciones Spot deberán contar con una cuenta bancaria en el Banco de Servicio de Cobranza.

Base de Datos Comercial: Es la Base de Datos del MMEE que incluye los precios y resultados del Mercado Spot y de los servicios de Potencia Firme, costos, cargos y remuneración por Servicios Auxiliares, e Información Básica del Mercado de Contratos.

Bases de Datos del MMEE: Son las bases de información de acceso abierto a los Participantes del Mercado, los Agentes y el Regulador, auditables a requerimientos de un Participante o el Regulador, de existir motivo fundado para ello, utilizadas por la ADME para la programación, coordinación, despacho, asignación de Servicios Auxiliares y análisis de fallas.

Bloque de Media: Son todas las horas no comprendidas en el Bloque de Punta y en el Bloque de Valle.

Bloque de Punta: Corresponde a las horas de mayor demanda en el consumo de energía, definido en Anexo.

Bloque de Valle: Corresponde a las horas de menor demanda en el consumo de energía, definido en Anexo.

Calidad de Servicio de Distribución: Es el conjunto de atributos que permite un nivel de desempeño mínimo del servicio de distribución en términos de calidad del producto, confiabilidad y continuidad del servicio y calidad de la atención a los usuarios.

Capacidad Firme para una Importación: Se entiende que una importación por contratos tiene Capacidad Firme si cuenta con capacidad en la o las Interconexiones Internacionales requeridas y se prevé que existirá Capacidad Remanente para el requerimiento esperado de energía a importar en la Red de Interconexión a lo largo del período de vigencia del contrato.

Capacidad Remanente: Dado un estado de carga, es la potencia adicional que no produce la saturación de ningún vínculo de la Red de Interconexión, cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional.

Cargo de Conexión: Es el Cargo de Trasmisión pagado por las instalaciones necesarias para que el usuario se vincule al sistema de trasmisión.

Cargo de Peaje: Es el Cargo de Trasmisión definido a partir de la diferencia entre la remuneración reconocida por el equipamiento de interconexión y el Ingreso Tarifario.

Cargo por Reserva Nacional Mensual: Es el que deberá pagar mensualmente cada Participante Consumidor, por concepto de Servicio de Reserva Nacional, igual a la Potencia Firme que le corresponde de dicho servicio, valorizada al precio del Servicio de Reserva Nacional del mes.

Cargos de Trasmisión: Son los cargos a pagar por los usuarios, de acuerdo a lo establecido por el Régimen Tarifario del Reglamento de Trasmisión, para el uso del Sistema de Trasmisión. Incluyen el Cargo de Conexión, el Ingreso Tarifario y el Cargo de Peaje.

Centros de Control y Coordinación: Son los Centros de Control del Distribuidor, a través de los que se cumple la actividad de coordinación relativa a la generación de menor tamaño conectada a la red de distribución (generación distribuida), que se autodespacha.

Comercializador: Es quien, como resultado de Acuerdos de Comercialización, compra o vende para uno o más Agentes en el MMEE. El Agente continúa siendo el responsable de la operación, calidad y seguridad del equipamiento de su propiedad que se conecta a la red. El

Comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada.

Comercializador de Generación: Es el Comercializador habilitado a comercializar generación, incluyendo autoproducción firme y generación ubicada en otro país. En este último caso, el Comercializador actuará como importador.

Comercializador de Grandes Consumidores: Es el Comercializador habilitado a comercializar para uno o más Grandes Consumidores o demanda de exportación. En este último caso, el Comercializador está habilitado a actuar como exportador.

Condición de Emergencia: Es la condición que presenta el Sistema Interconectado Nacional ante restricciones no previstas o fallas.

Condición de Integración Spot: Es la que existe cuando se da integración entre los mercados spot de países interconectados

Condición Normal: Es la condición del Sistema Interconectado Nacional sin perturbaciones.

Contrato Especial: Es aquel en que el vendedor es un Participante Productor y el comprador es un conjunto de Participantes Consumidores.

Contrato Especial de Energía Secundaria: Es aquel que no incluye compra de Potencia Firme sino que acuerda la compraventa de la generación restante luego de descontar la energía comprometida en Contratos de Suministro y en Contratos de Respaldo.

Contrato Especial de Suministro: Es el Contrato Especial que tiene las características de un Contrato de Suministro.

Contrato de Reserva Anual: Es aquel Contrato de Respaldo que resulta de una licitación de Reserva Anual.

Contrato de Respaldo: Es un contrato que tiene por objeto la compra de generación de respaldo, a un Participante Productor.

Contrato de Suministro: Es un contrato en que un Participante Consumidor compra a un participante Productor bloques de energía con discriminación horaria y Potencia Firme de Largo plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa.

Contrato de Suministro de Suscritores: Es un contrato celebrado entre el Distribuidor y el suscritor que establece los aspectos legales, técnicos y económicos en lo referente al abastecimiento de energía y el servicio de transporte por las redes de distribución, y en el cual se expresan las obligaciones que contrae el suscritor al solicitar el servicio así como las condiciones a que se obliga el Distribuidor dentro del marco normativo aplicable.

Contrato de Transporte en Redes de Distribución: Es un contrato celebrado entre el Distribuidor y productores o Grandes Consumidores, que establece los aspectos legales, técnicos y económicos en lo referente al servicio de transporte por las redes de distribución a las cuales se conecten, y en el cual se expresan las obligaciones que contraen al solicitar el servicio así como las condiciones a que se obliga el Distribuidor dentro del marco normativo aplicable.

Convenio de Conexión: Es el acordado entre un Distribuidor y otro Distribuidor, Generador o Gran Consumidor que se conecta a su red, en el que se establecen las condiciones técnicas de conexión física a la red de distribución al momento de conectarse.

Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión: Es el convenio que incorpora los aspectos legales, técnicos y económicos que deben ser observados por el Trasmisor y el usuario dentro del marco normativo aplicable, según la descripción contenida en Anexo del Reglamento de Trasmisión.

Convenio Interno: Es el que celebra UTE como Participante Productor, comprometiendo generación propia a la estabilización de precios y Garantía de Suministro requerida como Participante Distribuidor. Dicho compromiso tiene un contenido análogo al de un contrato, salvo que por realizarse dentro de la misma empresa, se denomina Convenio Interno.

Convenio Interno Inicial: Es el que regirá en la etapa inicial de puesta en marcha del MMEE.

Coordinación de Mantenimientos: Es la actividad que consiste en compatibilizar los requerimientos de mantenimiento de equipamiento de generación y trasmisión con los requerimientos de abastecimiento de la demanda dentro de los criterios de calidad, seguridad y economía de despacho.

Costo de Racionamiento: Es el costo de energía no abastecida por racionamientos prolongados. Este costo será fijado por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería, pudiendo variar en función de la profundidad de la falla.

Costos Reconocidos de Distribución: Corresponde a los costos propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, definida como área de distribución tipo.

Criterios de Coordinación de Mantenimiento: Son los que se orientan a definir programas de mantenimiento coordinados con el objetivo de minimizar el costo total de operación cumpliendo los Criterios de Desempeño Mínimo.

Criterios de Desempeño Mínimo: Son los parámetros que establece el Reglamento de Trasmisión, para el desempeño del sistema y la calidad y seguridad de su operación.

Cuenta MMEE: Cuenta bancaria abierta en el Banco de Servicio de Cobranza, a través de la cual se realizan los depósitos y cobranzas correspondientes a transacciones económicas del MMEE.

Derechos de Trasmisión Firme: Son aquellos que dan al titular prioridad de uso de una interconexión internacional por la capacidad asignada y permiten el cobro de peajes por el uso de terceros, debiendo en contrapartida asumir la remuneración del trasmisor por la capacidad puesta a su disposición.

Despacho: Es la acción por la cual el DNC asigna a un Agente Generador un programa de generación de energía.

Despacho Económico: Es el programa de generación efectuado por el DNC para abastecer la demanda a mínimo costo de operación, teniendo en cuenta los Criterios de Desempeño Mínimo.

Despacho Nacional de Cargas (DNC): Es el creado por el artículo 10 del Decreto-ley Nº 14.694, operado y administrado por la ADME, con cometidos de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional y de despacho económico para las transacciones de energía y potencia.

Días hábiles: Son aquellos en que funcionan las oficinas de la Administración Central.

Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro: Es el porcentaje de disponibilidad de un generador térmico, que es reconocido por el DNC para el cálculo de su Potencia Firme de Largo Plazo a partir de su potencia efectiva.

Distribuidor: Es el Agente que realiza la actividad de distribución, entendida como la prestación del servicio público de electricidad a los suscritores y la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica mediante redes de distribución (sistema constituido por las Instalaciones de Distribución).

Documento de Transacciones Económicas: Documento que remitirá la ADME a los Participantes, conteniendo para cada transacción spot, el saldo de cada Participante, y para cada Participante el saldo neto de todas sus transacciones, así como la información base de sustento.

Energía Firme Hidroeléctrica Mensual del MMEE: Es la que resulta de la serie de generación hidroeléctrica del MMEE durante el Período Firme para una probabilidad de excedencia del 95% (noventa y cinco por ciento).

Esquemas de Control Suplementario: Son los sistemas de control automático de desconexión de generación o demanda, con funciones de control para el funcionamiento estable del Sistema Interconectado Nacional.

Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión: Es el estudio que realiza UTE en su calidad de Trasmisor, a efectos de identificar los requerimientos de refuerzo en el sistema de trasmisión, de acuerdo con lo indicado en Anexo de Reglamento de Trasmisión, y en base al procedimiento que elabora el DNC.

Exportación Spot: Es la operación de exportación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Spot como resultado del despacho económico.

Exportador: Es el Generador o Comercializador con Acuerdos de Comercialización y uno o más contratos de exportación, titular de una autorización de exportación de energía eléctrica.
Exportador Spot: es el sujeto de derecho que el Poder Ejecutivo designa para realizar la actividad de Exportación Spot, el que deberá constituirse como Participante en el MMEE.
Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 217/015 de 10 de agosto de 2015, publicado en D.O. el 17 de agosto de 2015.
Factor de Nodo: Es el definido en Anexo del Reglamento de Trasmisión.

Fondo de Estabilización: Es el que tiene por objeto absorber las diferencias, en más y en menos, entre el monto a pagar por el Distribuidor al comprar Spot a Precios Estabilizados y la remuneración que corresponde a los Participantes del Mercado por esas ventas Spot valorizadas al precio Spot horario.

Garantía de Suministro: Es el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, y se obtiene mediante el Seguro de Garantía de Suministro.

Generación Distribuida: Es la generación de Autoproductores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW. La Generación Distribuida no está sujeta a despacho centralizado de carga por parte del DNC, pero la información de su generación debe ser suministrada al mismo para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema.

Generación Forzada: Es la Generación Obligada que resulta generando a pesar de que se podría abastecer la demanda con energía más barata, debido a una restricción que afecta el despacho económico.

Generación Obligada: Es la energía que están obligadas a producir una o más unidades generadoras, debido a restricciones de calidad u operativas.

Generador: Es el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país.

Grandes Consumidores: Son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de trasmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.

Grandes Consumidores Potenciales: Son los consumidores finales que por sus características pueden acceder a la condición de Gran Consumidor, pero han optado por ser clientes del Distribuidor en carácter de suscritores.

Grupo a Despachar: Es cada uno de los conjuntos en que se pueden agrupar a las unidades generadoras, a los efectos de la programación y el despacho.

Grupo de Trabajo de Mantenimiento: Es el organizado por la ADME con participación de los Participantes Productores y Agentes Trasmisores, a los efectos de reunirse y coordinar el

Programa Anual de Mantenimiento. En el caso de Comercializadores, podrán asistir los Agentes Generadores para los que comercializan.

Importación Spot: Es la operación de importación de oportunidad, fuera de contratos, que se realiza en el Mercado Spot como resultado del despacho económico.

Importador: Es el Generador, Distribuidor, Gran Consumidor o Comercializador con Acuerdos de Comercialización y uno o más contratos de importación, titular de una autorización de importación de energía eléctrica. Un Gran Consumidor sólo podrá importar energía y potencia destinada a su propio consumo.

Ingreso Tarifario Asociado a una Línea de Trasmisión: Es el ingreso obtenido por el Trasmisor al valorizarse a costo marginal los retiros e inyecciones físicos totales de energía eléctrica en los extremos del tramo considerado.

Información Básica del Contrato: Es la que, según Anexo, debe presentarse con la solicitud de autorización para integrar el Mercado de Contratos a Término.

Información Básica del Mercado de Contratos: Es aquella a que refiere el Anexo Información Comercial del Reglamento de Mercado Mayorista.

Información Comercial del Mercado: Es la información que integra la Base de Datos que organiza y mantiene la ADME, de acceso abierto a los Participantes, incluyendo precios y resultados de la operación en el Mercado Spot, precios y resultados del Servicio Mensual de Garantía de Suministro, precios resultantes de la licitación de Reserva Anual y Reserva Nacional, costos, cargos y remuneraciones por Servicios Auxiliares, e Información Básica del Mercado de Contratos.

Instalaciones de Distribución: Son las instalaciones de Media y Baja tensión destinadas a realizar la actividad de distribución de energía eléctrica.

Instalaciones de Trasmisión: Son las instalaciones en Alta Tensión destinadas a la interconexión y la trasmisión de energía eléctrica entre los centros de producción y de consumo. Las instalaciones de trasmisión incluyen las subestaciones reductoras de Alta a Media Tensión destinadas a dar suministro a las Instalaciones de Distribución y a los Grandes Consumidores. Adicionalmente serán consideradas de trasmisión las líneas dedicadas al servicio exclusivo de un solo cliente, que estén conectadas a la barra de Media Tensión de una subestación reductora de Alta a Media Tensión.

Interconexiones Internacionales: Son las instalaciones en Alta Tensión destinadas a conectar instalaciones del sistema de otro país (un nodo frontera o punto de equipamiento de interconexión coincidente con la frontera física) y el nodo de la Trasmisión Central o Zonal más cercano.

Mantenimiento Mayor: Es aquel cuya ejecución requiere la indisponibilidad de una unidad generadora de potencia instalada mayor o igual que 10 (diez) MW o un equipo principal de trasmisión.

Marco Regulatorio: Es el Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional que se integra principalmente con el Decreto-ley Nº 14.694, la Ley Nº 16.832, su reglamentación y normas modificativas y concordantes.

Media Tensión: Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1.000 (mil) Voltios y menores o iguales a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios.

Mercado de Contratos a Término: Es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.

Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE): Es el mercado que funciona en las etapas de generación y consumo, con uso compartido del sistema de trasmisión y régimen de libre

acceso y de competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores (art. 11, Ley Nº 16.832).

Mercado Spot: Es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real.

Participante: Es el autorizado a operar comercialmente en el MMEE, comprando y vendiendo en forma directa. Incluye a los Generadores, Autoproductores, Distribuidores, Grandes Consumidores y Comercializadores.

Participante Consumidor: Es el Participante que retira energía de la red. Incluye al Distribuidor, al Gran Consumidor que participa en forma directa en el MMEE, al Comercializador de Grandes Consumidores, al participante exportador y al Generador o Autoproductor que entrega energía a la red y que actúa como Participante Consumidor cuando retira energía de la red para su consumo

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 114/014 de 30 de abril de 2014, publicado en D.O. el 9 de mayo de 2014.

Antecedente: definición original dada por el Decreto Nº 276/002.

Participante Productor: Es el Participante que entrega energía a la red. Incluye al Generador, al Autoproductor que inyecta excedentes a la red, al Autoproductor Firme que participa en forma directa en el MMEE, al Comercializador de Generación y a la importación (generación ubicada en otro país) representada por su importador.

Período Firme: Es el período de tiempo de mayor consumo de energía, definido por las horas fuera del Bloque de Valle, usado para el cálculo de la Potencia Firme.

Potencia Disponible: Es la potencia máxima que puede entregar un Grupo a Despachar en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de trasmisión del SIN o restricciones debidas a salto hidráulico en el caso de una central hidroeléctrica. En el caso de generación térmica incluye restricciones de combustible.

Potencia Firme: Es el respaldo que deben poseer los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores. Tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida.

Potencia Firme Comercializable: Es la Potencia Firme que un Participante Productor está en condiciones de vender. Incluye la Potencia Firme Comercializable de Corto y de Largo Plazo.

Potencia Firme de Corto Plazo: Es la dedicada al cubrimiento real del consumo y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa para la calidad del servicio.

Potencia Firme de Largo Plazo: Es la que tiene por objeto asegurar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro.

Precio de Referencia de la Potencia: Es el fijado por el Regulador cada tres años, como máximo para el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y de Reserva Fría. Se utiliza también para remunerar el Servicio de Reserva Operativa. Se calcula a partir de la anualidad correspondiente a la inversión en una máquina generadora de punta.

Precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro: Es el que resulta del proceso competitivo de ofertas que se establece en el Reglamento del Mercado Mayorista, y tiene por objeto remunerar la Potencia Firme de Corto Plazo.

Precio Equivalente: Es el precio promedio de adquisición de potencia y energía, que puede ser trasladado a tarifas.

Precio Spot: Es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en un nodo de la red, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de trasmisión, con los ajustes que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Precio Spot Estabilizador: Es el precio al cual el Distribuidor compra su energía en el Mercado Spot; corresponde a la estabilización de los precios de dicho mercado para un período semestral.

Programa Anual de Mantenimiento: Es el programa de mantenimientos mayores de equipamiento de generación y trasmisión, para un período de 12 (doce) a 48 (cuarenta y ocho) meses.

Programa de Racionamiento: Es el plan de reducción de suministro que realiza el DNC con el objeto de adecuar la demanda a la oferta, ante condiciones de déficit de energía.

Programación Estacional de Largo Plazo: Es la planificación semestral para la operación del sistema que realiza el DNC.

Programación Semanal: Es la planificación semanal para la operación del sistema que realiza el DNC.

Red de Interconexión: Son las instalaciones del Sistema de Trasmisión y de distribución utilizadas por Agentes Productores y consumidores.

Regulación Primaria de Frecuencia: Es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a treinta segundos, destinada a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza utilizando unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.

Regulación Secundaria de Frecuencia: Es la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras para restablecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda, permitiendo a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.

Regulador: Es el órgano que tiene la competencia de regulación y control de las actividades de la industria eléctrica. La Ley 16.832 asigna dicha competencia a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE).

Reserva Anual: Es la que corresponde a Contratos de Respaldo (nacionales o de importación) licitados por la ADME para cubrir faltantes de Potencia Firme de Largo Plazo de los Participantes. Tiene por objeto completar Seguro de Garantía de Suministro de los Participantes Consumidores para el año siguiente.

Reserva Fría: Es la que tiene por objeto contar con el respaldo necesario para seguridad ante contingencias. Tanto la generación como el consumo podrán proveer este servicio si cumplen los requisitos técnicos establecidos en la reglamentación y un tiempo de respuesta no superior a los 20 (veinte) minutos desde su convocatoria por el DNC.

Reserva Nacional: Es la que corresponde a la Potencia Firme de Largo Plazo nacional comprometida en contratos y en el Servicio de Reserva Nacional, y representa el respaldo nacional de la Garantía de Suministro.

Reserva Operativa: Incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema con calidad. El Servicio Auxiliar de Reserva Operativa se asignará en el despacho a la generación, en función de su reserva rotante y de su capacidad de variar la energía que está generando, dentro de los requisitos técnicos para los Servicios Auxiliares asociados.

Seguro de Garantía de Suministro: Es el cubrimiento anticipado de parte de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, que asegura la existencia de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo (nacional o de importación), con disponibilidad comprometida para satisfacer su requerimiento.

Servicio de Administración de Restricciones de Transporte: Es el servicio que cubre el sobrecosto de la Generación Forzada por restricciones en la Trasmisión Zonal. Se discrimina por área afectada por la restricción de transporte.

Servicio de Administración de Restricciones de Transporte: Es el servicio que cubre el sobrecosto de la Generación Forzada por restricciones en la Trasmisión Zonal. Se discrimina por área afectada por la restricción de transporte.

Servicio de Administración del Mercado: Es el servicio que presta la ADME conforme a los procedimientos y disposiciones comunes a la ADME y a cada Participante del MMEE, con el objeto de establecer los requisitos a cumplir para participar en dicho MMEE y en el Mercado de Contratos a Término, los mecanismos para administrar las transacciones comerciales que se realizan en el Mercado Spot y de seguridad de suministro (Potencia Firme), las transacciones comerciales que correspondan para Servicios Auxiliares, y el sistema de mediciones comerciales, liquidación y cobranza.

Servicio de Control de Tensión: Es aquel destinado a la regulación de la tensión dentro de los límites establecidos en Anexos del reglamento de Trasmisión.

Servicio de Operación del Sistema: Es el que presta la ADME de acuerdo con las disposiciones comunes a dicha Institución, Agentes y Participantes, en todo lo referente a la programación, la coordinación, el despacho y la operación con criterio de mínimo económico dentro de las restricciones que impone la red y los Criterios de Desempeño Mínimo.

Servicio de Redes: Es el prestado por Distribuidores y Trasmisores para el transporte de energía eléctrica.

Servicio de Reserva Nacional: Es el que tiene por objeto comprometer Potencia Firme nacional adicional cuando la Potencia Firme nacional comprometida en contratos, excluyendo exportación, es insuficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro.

Servicio de Seguimiento de Demanda: Incluye los sobrecostos que resultan en el despacho económico por las restricciones de tiempos de arranque y parada y costos de arranque. Asimismo, se incluirán en este servicio los créditos y débitos que surjan por importación y exportación Spot que no resulten valorizados al Precio Spot en el nodo de interconexión internacional.

Servicio de Trasmisión: Es la actividad de trasmitir energía eléctrica que tiene por objeto vincular eléctricamente mediante la Red de Interconexión, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción: a los Generadores con los Distribuidores; a los Generadores con los Grandes Consumidores; y a los Generadores con puntos de interconexión internacional (nodos frontera) o con sistemas que pertenecen a organismos internacionales.

Servicio Mensual de Garantía de Suministro: Es aquel mediante el cual se concretan transacciones mensuales para conciliar los faltantes de Garantía de Suministro de los Participantes Consumidores o los faltantes de Potencia Firme comprometida en contratos o Servicio de Reserva Nacional de los Participantes Productores.

Servicio Público de Electricidad: Es el suministro regular y permanente de energía eléctrica para uso colectivo, efectuado mediante redes de distribución, en una Zona de Servicio y destinado al consumo de los Suscritores.

Servicios Auxiliares del Mercado Mayorista: Son las prestaciones necesarias para la operación del sistema dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo.

Sistema de Medición Comercial (SMEC): Es el sistema requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Participante en los puntos que compra o vende al MMEE; sus requisitos serán establecidos en el reglamento que a tales efectos dicte el Regulador.

Sistema de Medición Comercial de Distribución (SMECDI): Es el sistema de medición comercial gestionado por el Distribuidor, requerido para medir las magnitudes físicas del suministro a los Suscritores.

Sistema de Trasmisión: Es el sistema constituido por las instalaciones de Trasmisión de Alta Tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para trasmitir energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el Generador hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora, Gran Consumidor o demanda de exportación. Incluye las Interconexiones Internacionales, las redes de Trasmisión (sean estas propiedad de UTE o de otros Agentes) utilizadas por Agentes Productores y consumidores que participan en el mercado mayorista.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el conjunto de instalaciones de generación y trasmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema.

Solicitud de Acceso: Es la que debe presentarse ante el Trasmisor, para hacer uso del derecho de libre acceso, que establece la Ley Nº 16.832 en su artículo 12.

Subcontratista del Trasmisor: Sujeto con el que UTE ha contratado, a través de una licitación pública, alguna de las alternativas de prestación previstas en el Reglamento de Trasmisión para las Ampliaciones de Beneficio General.

Subtrasmisión: Son las líneas de Media Tensión de tensión máxima de servicio superior a 24.000 (veinticuatro mil) Voltios e inferior o igual a 72.500 (setenta y dos mil quinientos) Voltios, cuya función principal es conectar un área de distribución con el sistema de transmisión o bien dos áreas de distribución entre sí, que sean calificadas de tales por el Regulador, y las estaciones de transformación Media-Media Tensión.

Suscritor: Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscritores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda comprendido en la calidad de suscritor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 114/014 de 30 de abril de 2014, publicado en D.O. el 9 de mayo de 2014.

Antecedente: definición original dada por el Decreto Nº 276/002.

Tasa de Conexión: Es la que remunera los costos vinculados directamente a la conexión del Usuario de Distribución, que no están incluidos en el VADE.

Tasa del Despacho Nacional de Cargas: Es la creada por el artículo 10 de la Ley Nº 16.832, destinada a financiar el presupuesto de retribuciones personales e inversiones de la ADME.

Trasmisión Central: Es la que abarca el equipamiento de trasmisión cuya tensión es igual o mayor a 500 (quinientos) kV y las subestaciones de rebaje asociadas, que no forman parte de una Interconexión Internacional.

Trasmisión Zonal: Es la que abarca las instalaciones del Sistema de Trasmisión con tensión menor de 500 (quinientos) kV, que no forman parte de una interconexión internacional.

Trasmisor: Es el Agente que presta el Servicio de Trasmisión de energía eléctrica. El papel de los Trasmisores como Agentes del mercado está restringido únicamente a suministrar el Servicio de Trasmisión de energía propiedad de terceros.

Usuario de Distribución: Incluye al Suscritor y, en general, a todo aquel que haga uso del servicio de transporte de las redes de distribución.

Usuario Directo: Es el usuario del Sistema de Trasmisión que está vinculado directamente a Instalaciones de Trasmisión.

Usuario Indirecto: Es el usuario del Sistema de Trasmisión que se encuentra eléctricamente vinculado a la Red de Interconexión a través de las instalaciones de otros usuarios.

Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE): Corresponde a los costos propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas.

Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST): Corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtrasmisión del Distribuidor.

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR): Es el costo eficiente de compra a nuevo de las instalaciones, incluyendo los intereses durante la construcción, los gastos y las indemnizaciones que deben pagarse para el establecimiento de las servidumbres. Este valor será establecido por el Regulador a partir de la información suministrada por los

Agentes que prestan el servicio, evaluando la misma mediante una comparación con costos eficientes a nivel internacional.

Zona de Servicio: Es el área geográfica en que un Distribuidor puede actuar como tal.

Zona de Servicio de Distribución: Es el área geográfica en que la UTE actúa como Distribuidor.

Zona Electrificada: Es, dentro de la Zona de Servicio del Distribuidor, el área circulante a las Instalaciones de Distribución, en distancias que se definen en el Reglamento de Distribución.

Capítulo IV. Competencias orgánicas

Artículo 8º. Corresponde al Poder Ejecutivo todo lo relacionado con la formulación y control de la política en materia de energía eléctrica, incluyendo lo relativo a fuentes de energía, a cuyos efectos determinará las metas y prioridades a alcanzar por la acción coordinada de los diferentes Agentes y Participantes, con el objetivo final de lograr el adecuado abastecimiento de todos los habitantes, en las condiciones más favorables al interés nacional.

En la formulación del proyecto de dicha política, el Ministerio de Industria, Energía y Minería actuará oyendo la opinión del Regulador y la ADME, así como la de los Agentes, Participantes y usuarios que deseen emitirla, previo a la aprobación del Poder Ejecutivo.

Artículo 9º. Las actividades de la industria eléctrica estarán sometidas al control técnico y económico del Poder Ejecutivo, de acuerdo con las normas de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, el Decreto-ley Nacional de Electricidad Nº 14.694 de 1º de setiembre de 1977 y el marco reglamentario de las mismas.

Por control técnico se entiende la aplicación, a quienes desarrollan las actividades de la industria eléctrica, de las normas técnicas sobre calidad y seguridad del servicio.

Por control económico se entiende la aplicación a quienes desarrollan las actividades de la industria eléctrica con carácter de servicio público, de las normas sobre regulación de los precios de los servicios que prestan.

Sin perjuicio de las atribuciones del Poder Ejecutivo como órgano jerarca del sistema, compete al Regulador controlar el cumplimiento del marco regulatorio de la industria eléctrica.

Artículo 10º. Compete al Poder Ejecutivo, la autorización de generación, importación y exportación de energía eléctrica, de conformidad con lo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 11º. A través de la Dirección Nacional de Energía, el Poder Ejecutivo ejercerá el control sobre el aprovechamiento de las fuentes primarias utilizadas en la producción de electricidad.

Para la utilización de energía hidráulica (fluvial o mareomotriz) o geotérmica por particulares, se requerirá, en todos los casos, el otorgamiento de concesión por el Poder Ejecutivo.

Artículo 12º. La instalación de centrales generadoras y líneas de trasmisión y distribución de media tensión no conectadas a la Red de Interconexión requerirá autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la que quedará condicionada, en cuanto corresponda, al cumplimiento de los mismos requerimientos en relación con las normas de seguridad de instalaciones e impacto ambiental, que rigen para las centrales de generación y líneas de transporte conectadas.

La solicitud de autorización para centrales de generación se presentará ante la Dirección Nacional de Energía incluyendo:
a) identificación del peticionario;
b) concesión de uso de aguas, si corresponde;
c) memoria descriptiva y planos generales del proyecto;
d) especificación de los padrones donde se ubicarán las instalaciones de generación;
e) autorización ambiental previa, si correspondiere de acuerdo con lo dispuesto en las normas legales y reglamentarias vigentes.
Quedan autorizadas sin necesidad del trámite antes referido aquellas centrales generadoras de una potencia a instalar de hasta 150 kW, sin perjurio del cumplimiento de las reglas ambientales y de seguridad que resulten de aplicación. Estas centrales de generación deberán ser registradas ante la Dirección Nacional de Energía incluyendo la siguiente información:
a) identificación del titular y datos de contacto;
b) potencia instalada;
c) fuente primaria;
d) localización.
La explotación de las instalaciones aquí regladas no requerirá autorización, aunque deberá cumplirse con la normativa técnica que dicte la autoridad competente.
En todas las centrales de generación se deberá instalar un medidor que registre la energía producida, y se tendrá que aportar mensualmente la información correspondiente a la Dirección Nacional de Energía a los efectos del balance energético.
El Ministerio de Industria, Energía y Minería establecerá la modalidad en que se aportará la información, y considerando las características de la generación podrá habilitar que la periodicidad para su envío corresponda a un período de consumo superior al mensual.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 43/015 de 2 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2015.

Antecedente: Artículo 12 original del Decreto Nº 276/002.

Artículo 12º Bis. La instalación y operación de centrales generadoras que funcionen en paralelo con la Red de Interconexión sin inyectar energía eléctrica, requerirá autorización y presentar la solicitud de acuerdo a lo previsto en el artículo precedente.
La identificación del titular deberá contener su identificación como suscritor consumidor de energía eléctrica de la red.
Quedan autorizadas sin necesidad del trámite antes referido aquellas centrales Generadoras de una potencia a instalar no superior a 150 kV, sin perjuicio del cumplimiento de las reglas ambientales y de seguridad que resulten de aplicación. Asimismo deberán ser registradas ante la Dirección Nacional de Energía, incluyendo la siguiente información:
a) identificación del titular y datos de contacto;
b) potencia instalada;
c) fuente primaria;
d) localización.
La operación de todas las centrales, independientemente de su potencia, debe estar precedida de la suscripción de un convenio con el Distribuidor o Trasmisor, en el que se especifique el cumplimiento de los requerimientos de seguridad y calidad de las instalaciones involucradas.
El costo de los ajustes razonables que deban hacerse en la Red de Interconexión corresponderá al suscritor.
Estos requerimientos serán establecidos, previa opinión del Regulador y de la Dirección Nacional de Energía, por el Distribuidor o Trasmisor, según corresponda, y hasta tanto el Regulador no emita normativa en la materia.
La inyección de energía en la red, así como cualquier otro incumplimiento grave al convenio, habilitan la desconexión de la central involucrada, previa notificación, salvo en supuestos graves que requieran una desconexión inmediata.
En todas las centrales de generación se deberá instalar un medidor que registre la energía producida, y se tendrá que aportar mensualmente la información correspondiente a la Dirección Nacional de Energía, a los efectos del balance energético.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería establecerá la modalidad en que se aportará la información, y considerando las características de la generación podrá habilitar que la periodicidad para su envío corresponda a un período de consumo superior al mensual.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 43/015 de 2 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2015.

Capítulo V. Concesiones

Artículo 13º. Siempre que se otorgue concesión para el aprovechamiento de energía hidráulica se deberá establecer expresamente en el contrato respectivo:

a) El plazo de duración de la concesión
b) El objeto del aprovechamiento
c) Las normas reglamentarias del uso del agua en la explotación de las obras a construirse, atendiendo a:
   i. la protección contra las inundaciones,
   ii. la sanidad pública y la conservación de la calidad del agua,
   iii. el uso doméstico de la misma,
   iv. la conservación y libre circulación de los peces,
   v. la protección del paisaje y el desarrollo del turismo, y
   vi. la irrigación
d) Las características de las obras a construirse y la potencia a instalar, la energía firme y la energía secundaria
e) La fecha de iniciación y los plazos de ejecución de las obras
f) El plazo máximo para la puesta en servicio de la central y de los sucesivos grupos generadores a instalar en ella
g) La situación jurídica en que quedarán las instalaciones construidas, al término de la concesión
h) Las causales de caducidad de la concesión, servidumbres de emergencia, y las eventuales condiciones de transferencia al Estado o a un nuevo concesionario de los activos y pasivos generados por la explotación
i) El canon que deberá abonar el autorizado, en concepto de regalía, por la utilización de la fuente primaria de energía.

Artículo 14º. Para el otorgamiento de concesiones de las actividades de la industria eléctrica que constituye servicio público, se requerirá resolución del Poder Ejecutivo, previa opinión del Regulador. En el caso de otorgamiento de concesiones de distribución también se requerirá opinión previa de UTE.

Artículo 15º. En oportunidad de decidirse en relación con el otorgamiento de concesión se tendrá especialmente en cuenta:

a) el cumplimiento por el interesado, de todas las condiciones generales y especiales, relativas a la concesión de que se trate;
b) la capacidad técnica y económica del interesado, para cumplir adecuadamente las metas y obligaciones respectivas;
c) la adecuación técnica de las obras e instalaciones proyectadas por el interesado, para cumplir las metas y obligaciones respectivas;
d) la factibilidad económica y financiación del proyecto;
e) la concordancia del proyecto con las pautas generales establecidas por el Poder Ejecutivo sobre política energética en general y, en especial, sobre política en materia de energía eléctrica.

Artículo 16º. El acto de concesión determinará necesariamente y sin perjuicio de otras especificaciones que se estimen pertinentes, las siguientes:

a) las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones emergentes de la misma, con específica referencia a la obligación de cumplir con las normas contenidas en los Reglamentos y Anexos aplicables;
b) en el caso de concesiones que comprendan la etapa de distribución de electricidad, las áreas geográficas a asignar;
c) las características y el plan de las obras e instalaciones a realizar así como sus modificaciones y ampliaciones;
d) el plazo inicial de duración de la concesión, el cual no podrá exceder de 30 (treinta) años y se considerará prorrogado por períodos de 10 (diez) años si ninguna de las partes denuncia el contrato correspondiente con una antelación no menor de 2 (dos) años al vencimiento de dicho plazo;
e) el plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones que fueren necesarias;
f) si correspondieren, las garantías que deberá prestar el concesionario para asegurar el fiel cumplimiento de sus obligaciones;
g) las causales de caducidad y revocación;
h) las condiciones de uso y ocupación de bienes del dominio del Estado que sean necesarios para el cumplimiento de la concesión;
i) la afectación de los bienes destinados a las actividades de la concesión, la propiedad de los mismos, y en especial, el régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios;
j) el régimen de las servidumbres y expropiaciones necesarias para los fines de la concesión;
k) las atribuciones de fiscalización, inspección y control que corresponden al Estado en ejercicio de sus poderes de policía y para la vigilancia del cumplimiento de los términos de la concesión;
l) el régimen de infracciones y multas.

Capítulo VI. Protección del Ambiente

Artículo 17º. Las personas que desarrollan actividades de la industria eléctrica deberán ajustarse a las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias de conservación del medio ambiente.

La autoridad competente en la materia es el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

Capítulo VII. Precios de la electricidad

Artículo 18º. Estarán sujetos a regulación:

a) Las remuneraciones de energía y potencia que resulten de la coordinación de la operación a mínimo costo del Sistema Interconectado Nacional, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento del Mercado Mayorista.
b) Los precios de compra por parte del Distribuidor en el sistema estabilizado, de su energía no contratada.
c) La remuneración máxima por el uso de las redes de trasmisión y distribución.
d) Los precios a suscritores.
e) Los precios de los servicios adicionales que se definen en la reglamentación.

Artículo 19 - Las tasas de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica, serán las tasas de costo de capital antes de impuestos, que defina el Poder Ejecutivo, tomando como base las propuestas por el Regulador.

El costo de capital deberá integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento.

El costo de capital propio será estimado tomando en consideración la tasa libre de riesgo, el producto del riesgo sistemático de la actividad y el premio por riesgo del mercado, y la tasa de riesgo país.

El Regulador deberá dar la adecuada publicidad a la metodología elegida, pudiendo convocar a audiencia pública cuando lo estime conveniente.

Capítulo VIII. Requerimiento de información

Artículo 20º. El Ministerio de Industria, Energía y Minería, el Regulador y la Administración del Mercado Eléctrico podrán requerir a Agentes y Participantes del Mercado Mayorista toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones, a cuyos efectos podrán exigir la comparecencia de testigos y exhibición de archivos, contratos y documentos.

Capítulo IX. Sanciones

Artículo 21º. Las infracciones a las disposiciones del Marco Regulatorio serán sancionadas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley Nº 17.296 de 21 de febrero de 2001 y sus normas modificativas.

Capítulo X. Disposiciones finales

Artículo 22º. Deróganse el Decreto Nº 339/979 de 8 de junio de 1979, el Decreto Nº 92/989, el Decreto Nº 22/999 de 26 de enero de 1999, y su Anexo A de Remuneraciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, el literal m) del artículo 2º del Decreto Nº 469/980 de 3 de setiembre de 1980, y toda otra reglamentación que se oponga al presente Reglamento General de Energía Eléctrica, al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, al Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica, y al Reglamento de Distribución de Energía eléctrica.

Decreto Nº 277/002- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica

De 28 de junio de 2002, publicado en D.O. el 30 de julio de 2002. – Se aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución.

RESULTANDO:

I) que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y el Decreto-ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas -UTE), con las modificaciones introducidas por la Ley N° 16.211 de 1° de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico (ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

III) que dicha ley, en su carácter de "ley marco", consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

IV) que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), aprobado por el Decreto N° 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección

Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

V) que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley N° 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), aprobado por el Decreto N° 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

CONSIDERANDO:

I) que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la UREE y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de Trasmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II) que el Reglamento de Distribución tiene por objeto definir los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en su acepción más amplia actividad que desde una perspectiva económica constituye un monopolio natural, y jurídicamente ha sido definida por nuestro Derecho como servicio público- con la finalidad de lograr que dicha prestación servicial sea no discriminatoria, con adecuada calidad, eficiencia y seguridad técnica y ambiental, con tarifas justas y razonables, y sustentabilidad económica, contemplándose particularmente el interés de sus usuarios;

III) necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del citado Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica y sus Anexos;

ATENTO: a lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4° de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Apruébase el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, que se considera parte de este Decreto.

Artículo 2°. Aquellas disposiciones del Reglamento de Distribución para cuya aplicación se requiera la previa aprobación de las tarifas de los servicios de distribución conforme a la metodología establecida en el mismo, entrarán en vigencia una vez cumplida dicha aprobación por el Poder Ejecutivo. Hasta tanto se dicte dicho acto de aprobación, regirá el Anexo que se adjunta.

Artículo 3°. Hasta la constitución de la ADME la facturación de los peajes estará a cargo de los Trasmisores y Distribuidores, en base a facturas que deriven de la aplicación de las tarifas vigentes, según parámetros establecidos por el Despacho Nacional de Cargas. Las facturas tendrán frecuencia mensual, con un plazo de pago de 15 (quince) días corridos. La mora e intereses máximos a aplicar serán los mismos que rigen, para las tarifas de suministro de energía eléctrica.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SECCIÓN I. GENERALIDADES

TÍTULO I. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1º. El presente Reglamento norma la actividad de distribución, que comprende el Servicio Público de Electricidad a que refiere el artículo 19 de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de

1997 y la prestación del servicio público de transporte mediante redes de distribución para suministros realizados por Participantes del Mercado Mayorista, conforme al principio de libre acceso, según lo prevé el artículo 12 de la misma ley.

Las instalaciones calificadas como de distribución son aquellas en Media y Baja Tensión.

Las Instalaciones de Distribución parten de la barra de Media Tensión de una subestación reductora de Alta a Media Tensión. Sin embargo, serán consideradas de trasmisión las instalaciones de Media Tensión que parten de una subestación reductora de Alta a Media Tensión que son de uso exclusivo de un Agente.

Las instalaciones de Distribución en Media Tensión, de voltaje inferior o igual a 72.500 voltios y superior a 24.000 voltios serán consideradas, a su vez, de Subtrasmisión, cuando sean calificadas como tales por el Regulador.

Las instalaciones en Alta Tensión pertenecientes a un Distribuidor son consideradas de trasmisión.

Artículo 2º. El ámbito subjetivo de aplicación de este Reglamento comprende a todas las personas que desarrollan la actividad de distribución, sean públicas o privadas, incluida UTE en su actividad de Distribuidor y los concesionarios de distribución, así como a los Usuarios de Distribución.

TÍTULO II. MATERIAS QUE TRATA EL REGLAMENTO

Artículo 3º. Las disposiciones del presente Reglamento regulan las siguientes materias:

a) Derechos y obligaciones del Distribuidor y de los Usuarios de Distribución.
b) Régimen de precios para la adquisición de energía por parte de los Distribuidores.
c) Regulación de precios de suministro a Suscritores y de los que deban abonar los usuarios del servicio de transporte de las redes de distribución.
d) Régimen de Calidad de Servicio de Distribución.
e) Concesión de la actividad de distribución.
f) fRégimen de servidumbres para el tendido de redes de distribución.
g) Otras disposiciones relativas al servicio.

TÍTULO III. MODIFICACION DEL REGLAMENTO

Artículo 4º. La modificación del presente Reglamento debe realizarse sobre la base de propuestas debidamente fundadas en uno o más de los siguientes motivos:

a) Existen situaciones que afectan a la actividad de distribución y que no fueron previstas en el Reglamento de Distribución vigente.
b) La experiencia en la aplicación del Reglamento demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o inconsistencias entre Reglamentos.
c) En la aplicación e implementación del Reglamento surgen conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle.

Artículo 5º. Sin perjuicio de la potestad del Poder Ejecutivo para introducir las modificaciones que estime necesarias, el Regulador podrá formular propuestas de modificación al Reglamento, las que tendrán una fundamentación técnico-jurídica que desarrolle al menos alguno de los supuestos referidos en el artículo anterior.

El Regulador pondrá la iniciativa que formule con su correspondiente fundamentación, en consulta pública durante un plazo de 20 (veinte) días hábiles, dando noticia mediante publicación en el Diario Oficial, y en su sitio Web. El plazo se contabilizará a partir del día siguiente al de realizada la primera de las publicaciones referidas.

Transcurrido dicho plazo, procederá a realizar una evaluación final de la propuesta, atendiendo a las observaciones que hubiere recibido.

De estimar, en definitiva, procedente una modificación al Reglamento, el Regulador elevará al Poder Ejecutivo la propuesta recomendada para su aprobación, la que deberá acompañarse de todos sus antecedentes.

Artículo 6º. Luego de cada modificación del Reglamento, deberá elaborarse el nuevo texto ordenado del mismo, incorporando dicha modificación, el que deberá publicarse en el sitio Web del Regulador.

TÍTULO IV. PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIONES Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

CAPÍTULO I. RECLAMACIONES

Artículo 7º. El Distribuidor implementará un mecanismo para la atención de reclamaciones que le planteen los Usuarios de Distribución. En caso de que el usuario opte por documentar su reclamación, deberá presentarla al Distribuidor por escrito, estableciendo su nombre y domicilio, y los hechos y fundamentos en que se apoya.

El Distribuidor dispondrá de un plazo de 15 (quince) días hábiles contados desde la presentación del reclamo, para responder.

Si el Distribuidor no hiciere lugar a la reclamación o no respondiere en el plazo indicado, el usuario podrá requerir por escrito un pronunciamiento expreso del Regulador, acreditando la formulación de dicha reclamación ante el Distribuidor.

El Regulador solicitará al Distribuidor la remisión de todos los antecedentes del caso e instruido el asunto, dará vista de las actuaciones a las partes implicadas, previo a su pronunciamiento.

El procedimiento cumplido ante el Regulador se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

Artículo 8º. Las diferencias que puedan suscitarse entre el Distribuidor y otros sujetos vinculados a la actividad de distribución, a raíz de la participación en las actividades reguladas por este Reglamento, que no queden incluidas en el supuesto del artículo anterior, admitirán un pronunciamiento del Regulador cuando ello corresponda en ejercicio de su competencia de contralor del marco normativo del sector eléctrico.

En caso de que dicho pronunciamiento se emita a instancia de parte, se dará vista a los demás sujetos implicados y, si se ofreciere prueba, una vez diligenciada la misma, se otorgará nueva vista previo al pronunciamiento del Regulador.

También en este caso, el procedimiento se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

CAPÍTULO II. ARBITRAJE

Artículo 9º. Cuando lo estime pertinente y la importancia del asunto en controversia lo justifique, el Regulador podrá proponer la constitución de Tribunal Arbitral según el procedimiento previsto en el numeral 5) del artículo 3° de la Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997, el que actuará en el marco de lo establecido en los artículos 472 y siguientes del Código General del Proceso.

El sometimiento de la controversia a arbitraje también podrá ser acordado por iniciativa propia de los sujetos de la actividad regulada por este Reglamento.

SECCIÓN II DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR Y DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION

TÍTULO I. DERECHOS DEL DISTRIBUIDOR

CAPÍTULO I. DERECHOS DE EXCLUSIVIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA ELECTRIFICADA Y PRIORIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA DE SERVICIO

Artículo 10º. Los Distribuidores tienen exclusividad de servicio en la Zona Electrificada y, como contrapartida, obligación de servicio en dicha zona, en las condiciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 11º. La Zona Electrificada será propuesta inicialmente por cada Distribuidor al Regulador, cubriendo como mínimo la franja de 200 (doscientos) metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión. Para las instalaciones de Media Tensión que sean calificadas de Subtrasmisión, la obligación de servicio del Distribuidor se limita a conexiones en la misma tensión de la línea que genera la Zona Electrificada.

En el caso de instalaciones de Distribución de Media Tensión monofásicas de dos conductores activos o de un conductor activo y retorno por tierra, y en el de las de Baja Tensión alimentadas por subestaciones conectadas a aquellas, la obligación del Distribuidor se limita a servicios de tipo monofásicos. El Regulador definirá por acto fundado la extensión de la Zona Electrificada y antes del 31 de diciembre de cada año la informará al distribuidor, considerando las extensiones de zona que deriven de las ampliaciones efectuadas durante el año en sus Instalaciones de Distribución de Media y Baja Tensión. La información sobre las ampliaciones de red realizadas será suministrada por el Distribuidor al Regulador el 31 de octubre de cada año.

La elección del nivel de tensión de los Usuarios de Distribución será determinada por el Distribuidor, atendiendo a la optimización del sistema eléctrico, y a las necesidades razonables de los usuarios. Estos podrán solicitar un pronunciamiento del Regulador, si entendieren que la determinación del Distribuidor no contempla de modo armonizado tales Principios.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 598/009.

Artículo 12º. La exclusividad de servicio refiere a la prestación del servicio a Suscritores, y al servicio de transporte en Media y Baja Tensión a Agentes, cuando unos y otros estén ubicados en la Zona Electrificada o bien estén conectados a ella.

Artículo 13º. En el marco de lo dispuesto en el artículo 23 del Decreto-ley N° 14.694, el Distribuidor podrá solicitar al Poder Ejecutivo en forma fundada, que designe en forma individualizada, a los efectos de su expropiación, una o más Instalaciones de Distribución que conecten Usuarios de Distribución ubicados fuera de la Zona Electrificada con sus propias instalaciones. La solicitud deberá contar con la opinión favorable del Regulador.

Realizada la designación, se promoverá el procedimiento expropiatorio correspondiente.

Artículo 14º. Las instalaciones de electrificación financiadas con aportes del Poder Ejecutivo que se conecten a la Zona Electrificada ampliarán dicha zona resultando de aplicación a las mismas la exclusividad y obligación de servicio del Distribuidor, en las condiciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 15º. Los Distribuidores tendrán prioridad de servicio para extender Instalaciones de Distribución en la Zona de Servicio no cubierta por la Zona Electrificada, con el objeto de dar suministro de energía o de proveer servicio de transporte a potenciales Usuarios de Distribución. La prioridad se entiende en términos de igualdad de condiciones económicas y de cumplimiento de las normas técnicas mínimas de calidad y seguridad de servicio.

En caso de que surgiera otro interesado en dar servicio de distribución, deberá manifestarlo por escrito al Regulador y al Distribuidor, acreditando suficientemente la existencia de consumidores interesados en recibir el servicio, y efectuar una publicación en el Diario Oficial y en otro diario de circulación nacional, donde debe identificarse la zona de interés.

Si transcurridos 10 (diez) días hábiles desde la última publicación realizada, no se presentaren al Regulador otros interesados en proporcionar el servicio, el interesado original presentará al Regulador y al Distribuidor, las condiciones técnicas y económicas para efectuar el mismo. Las

condiciones económicas se refieren al pago, adicional a la tarifa, que se exige para dar el servicio, aplicando la tarifa vigente en la Zona Electrificada.

Este pago deberá expresarse como un pago único al inicio del suministro, sin perjuicio de que posteriormente el suministrador y el consumidor acuerden repartirlo en cuotas.

Dentro del plazo de 20 (veinte) días hábiles de presentadas las condiciones técnicas y económicas al Distribuidor, éste deberá informar al Regulador si tiene disposición a igualar la oferta del tercero. Si así fuera, el Regulador recomendará al Poder Ejecutivo que extienda la Zona Electrificada del Distribuidor. En el acto administrativo, se explicitarán las condiciones técnicas y económicas respectivas.

En caso de haber varios interesados en el período de 10 (diez) días indicados anteriormente, el Regulador convocará a una licitación pública para otorgar el servicio. El Distribuidor podrá, en este caso, igualar la mejor oferta recibida, procediéndose de la manera ya indicada, a extender la Zona Electrificada.

Cuando la distribución fuera de la Zona Electrificada se adjudique a un tercero distinto de UTE o el concesionario de la Zona de Servicio, se otorgará al mismo una concesión de servicio público, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y demás normas aplicables.

CAPÍTULO II. DERECHO AL COBRO DE TARIFAS JUSTAS, CONSTITUCION DE GARANTÍAS DE SERVICIO Y PERCEPCION DE SUBSIDIOS A LA ELECTRIFICACIÓN

Artículo 16º. En conformidad con lo establecido en este Reglamento, las tarifas de suministro a Suscritores deben ser establecidas de modo que cubran los costos reconocidos de adquisición de energía eléctrica y servicios en el Mercado Mayorista, los Cargos de Trasmisión regulados y los Costos Reconocidos de Distribución que correspondan. Asimismo, los cargos regulados por uso de la red de distribución por parte de terceros deben cubrir los Costos Reconocidos de Distribución.

Artículo 17º. Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor podrá exigir al interesado el depósito de una garantía de permanencia. Esta garantía quedará estipulada en el Contrato de Suministro de Suscritores o Contrato de Transporte en Redes de Distribución, según corresponda, y podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza de caución u otra modalidad que acuerden las partes.

El Distribuidor podrá acordar la participación de los Usuarios de Distribución en la ejecución de las obras de ampliación y extensión de las Instalaciones de Distribución, que haya que realizar como consecuencia de sus solicitudes de potencia. La participación de los Usuarios de Distribución en las obras y sus aportes de materiales serán deducidos de los pagos a realizar por parte de los interesados al Distribuidor, pudiendo convenirse alternativamente y a iniciativa del usuario, que el monto avaluado se considere como aporte parcial o total en efectivo de las garantías exigibles. Las obras deberán respetar el proyecto, las disposiciones técnicas, permisos necesarios y controles de calidad que especifique la normativa correspondiente y serán avaluadas según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución.

El Distribuidor y los Usuarios de Distribución podrán acordar otras modalidades tanto para garantizar la utilización adecuada de las instalaciones de Distribución como para ejecutar las obras respectivas de la forma más conveniente para la industria eléctrica, respetando el marco regulatorio vigente, atendiendo a la naturaleza de servicio público de la distribución de energía eléctrica. Esta facultad de acordar involucra también la posibilidad de adaptar las disposiciones establecidas en este Reglamento para el caso específico en que se establezca un cronograma de niveles crecientes de potencia a contratar y de desarrollo de las obras respectivas.

En el caso de edificios y otros tipos de construcciones colectivas el Distribuidor podrá exigir al constructor u otro responsable de la solicitud colectiva correspondiente, una garantía de contratación. Dicha garantía podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza u otra modalidad que acuerden las partes.

Para la conexión de nuevos Usuarios de Distribución, o ampliación de la potencia contratada por Usuarios de Distribución existentes, si tales requerimientos o solicitudes superan los 50 kW y la capacidad de las Instalaciones de Distribución, y si razones técnicas así lo determinaren, los solicitantes, a requerimiento del Distribuidor, estarán obligados a poner a disposición del mismo un espacio de dimensiones adecuadas, cerrado y adaptado, con fácil acceso desde la vía pública, y conforme a las condiciones técnicas y reglamentarias establecidas por el Distribuidor, para la instalación de un centro de transformación y/o de maniobra, el que podrá ser usado además para alimentar las Instalaciones de Distribución. Para tal fin se firmará un convenio que fije los términos y condiciones aplicables para la instalación de dicho centro. El monto de resarcimiento económico, por el terreno y la obra civil puesta a disposición, será avaluado según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución.

Ante la situación de imposibilidad de contar con un espacio disponible en una construcción existente, debidamente justificada, el Distribuidor arbitrará una solución alternativa posible.

En caso de que un Usuario de Distribución requiera una conexión especial que implique mayores costos para el Distribuidor, respecto a la alternativa proyectada por el mismo, los sobrecostos resultantes serán de cargo del usuario. Cuando un Usuario de Distribución, con potencia contratada superior a 50 kW, requiera la baja del servicio o renuncie parcialmente a la potencia contratada, antes de los 12 (doce) meses contados desde la fecha de la última contratación de potencia, deberá abonar al Distribuidor, al solicitar dicha modificación, un pago por modificación anticipada de contrato. Igual pago podrá exigirse a los Usuarios de Distribución que al conectarse estuvieran ubicados fuera de la Zona Electrificada y a los Usuarios de Distribución que realicen su contratación individual asociada a una solicitud de suministro colectiva, cualquiera fuera la potencia contratada del usuario o solicitante, siempre que la baja o renuncia parcial se requiera dentro de los 12 (doce) meses contados desde la firma del contrato inicial.

En el caso de la baja del servicio, el pago por modificación anticipada de contrato será igual al cargo por potencia de la tarifa vigente multiplicado por la potencia contratada y por los meses que resten para completar los 12 (doce) meses.

En el caso de la renuncia parcial de potencia, el pago por modificación anticipada de contrato será el cargo por potencia de la tarifa vigente antes de la modificación, multiplicado por la diferencia entre la potencia contratada y la nueva potencia solicitada, y por los meses que restan para completar los 12 (doce) meses.

Si el usuario está incluido en la tarifa de zafra estival, solo se le contarán los meses de zafra para calcular el período remanente. El pago por modificación anticipada de contrato no podrá cobrarse a los Usuarios de Distribución que tengan constituida garantía de permanencia.

Nota: redacción dada por el artículo 2º del Decreto 598/009.

Artículo 18º. Las garantías de permanencia y contratación que solicite el Distribuidor no podrán superar el 80% (ochenta por ciento) del avalúo de las obras proyectadas por el Distribuidor para la conexión.

Las obras incluirán tanto la ampliación de la capacidad de instalaciones existentes como las extensiones dedicadas para la conexión. Las mismas se avaluaran a partir del presupuesto del Distribuidor que deberá reflejar la alternativa de mínimo costo.

La garantía de permanencia podrá ser exigida ante solicitudes de potencia superiores a 50 kW. Cuando las solicitudes involucren potencia del mismo tenor, y refieran a edificaciones o construcciones colectivas, el Distribuidor podrá requerir la garantía de contratación, en sustitución de aquélla. El Distribuidor informará al Regulador los montos por él fijados en lo atinente a garantías a exigir a sus usuarios, los que deberán respetar las condiciones establecidas precedentemente. Asimismo el Distribuidor informará al Regulador respecto a los criterios de requerimientos de obra. El interesado podrá reclamar al Regulador, si considerara excesiva la garantía exigida por el Distribuidor.

Nota: redacción dada por el artículo 3º del Decreto 366/007.

Artículo 19º. En el caso de que la garantía de permanencia se hubiere constituido en efectivo, ésta deberá ser devuelta por el Distribuidor en efectivo o en descuentos incluidos en la factura del usuario. La devolución en efectivo de la garantía de permanencia se realizará en anualidades pagaderas a fin de año. El Distribuidor podrá también devolver en cuotas mensuales y como descuento en la factura eléctrica. Esta modalidad tendrá un tratamiento financiero equivalente al realizado en la devolución en efectivo. Ambas modalidades de devolución deberán incluir una tasa de interés efectiva anual que será incorporada en el Pliego Tarifario propuesto por UTE y aprobado por el Poder Ejecutivo.

El Distribuidor podrá elegir el modo y el plazo máximo de devolución y deberá informar debidamente al usuario al momento de constituir la garantía de permanencia. Si la garantía de permanencia se constituye mediante aval bancario, o póliza de caución, se procederá anualmente a la liberación de la proporción correspondiente a dicho período, sin intereses.

De acordarse otra modalidad de instrumentación de la garantía de permanencia, y siempre que lo admitiere razonablemente, se preverá con el acuerdo del suscritor una forma de devolución fraccionada de similares características a las previamente reguladas. En el caso de que durante el período de devolución de la garantía de permanencia, la demanda de potencia presente apartamientos significativos respecto a la potencia comprometida en el contrato al momento de iniciarse el servicio o de modificarse la potencia contratada, el Distribuidor está facultado a no devolver parte de la garantía asociada al período de incumplimiento. El Distribuidor deberá contemplar los comportamientos zafrales reconocidos en el Pliego Tarifario. El Distribuidor someterá al Regulador, para su aprobación, el criterio de aplicación y la reglamentación sobre las modificaciones de potencia contratada durante el período de devolución de la garantía de permanencia.

Independientemente de la forma en que se constituya la garantía de contratación, y siempre que lo admitiere razonablemente, la misma será devuelta en cada oportunidad en que se realicen contrataciones individuales, según la proporción que guarda la sumatoria de las potencias contratadas individualmente con la potencia total de la solicitud colectiva. En caso que completadas las contrataciones individuales y que la sumatoria de las potencias contratadas de las mismas presente apartamientos significativos respecto a la potencia total de la solicitud colectiva, el Distribuidor estará facultado a no devolver o ejecutar el saldo restante de la garantía de contratación. A los efectos de la devolución de la garantía de contratación que se aporte en efectivo, se aplicará la misma tasa de interés prevista para la garantía de permanencia.

El plazo de devolución de la garantía de permanencia no podrá ser mayor a 7 (siete) años contados desde la fecha prevista de conexión, en ninguna de las modalidades de devolución de las garantías. Transcurridos 5 (cinco) años contados desde la fecha prevista de conexión, y si no se hubieren efectivizado las contrataciones individuales necesarias para completar la potencia inicialmente solicitada, el Distribuidor podrá no devolver o ejecutar el saldo restante de la garantía de contratación constituida.

Los costos de administración del sistema de devolución de garantías deberán ser absorbidos enteramente por el Distribuidor, no pudiendo éste imputar costo alguno al usuario por dicho concepto.

Nota: redacción dada por el artículo 3 del Decreto 598/009.

Artículo 20º. El Poder Ejecutivo podrá requerir que el Distribuidor construya y opere obras de electrificación ubicadas fuera de su Zona Electrificada, cuando éstas sean rentables desde el punto de vista de una evaluación socioeconómica de proyectos, pero no lo sean desde el punto de vista del Distribuidor. En este caso el Poder Ejecutivo deberá otorgar recursos al Distribuidor, que lo compensen por el valor presente de la diferencia entre los ingresos percibidos por tarifas de suministro y los costos de inversión y operación asociados a dichas obras. Esta compensación sólo será aplicable si el valor de los activos así realizados y los costos operacionales asociados no son incluidos como base para el cálculo de tarifas durante los siguientes períodos tarifarios, según lo determine el Regulador. En el caso de incluirse estos elementos en la determinación de tarifas de los períodos posteriores, la compensación será sólo parcial y se limitará al período

comprendido entre las fechas de conexión de las obras y la entrada en vigencia de las tarifas correspondientes al siguiente período tarifario.

Los fondos para subsidiar los proyectos de electrificación que sean promovidos a través del mecanismo que establece este artículo, serán aprobados por ley, a propuesta del Poder Ejecutivo.

Artículo 21º. Las metodologías para realizar las evaluaciones socioeconómicas de los proyectos de electrificación que el Poder Ejecutivo se interese en realizar, y para determinar las compensaciones para el Distribuidor, serán definidas por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP). Este órgano realizará las evaluaciones por sí mismo o bien podrá encomendarlas al Distribuidor, debiendo en este caso revisar y aprobar los resultados obtenidos. Los costos de los proyectos a considerar en las evaluaciones deberán corresponder a un conjunto de valores unitarios de obras definidos previamente por el Regulador.

La determinación de valores presentes se realizará considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución, y una vida útil de 30 (treinta) años. Para todos los fines, las compensaciones serán consideradas como subsidios.

Previo al inicio de las obras de electrificación, las partes deberán suscribir un contrato en que se estipulen las características de las obras a ejecutar, los plazos de ejecución, el monto a aportar como compensación y los plazos de pago de la misma, que no podrán exceder un año después de la fecha de conexión de las obras.

CAPÍTULO III. DERECHO A INTERRUMPIR EL SERVICIO

Artículo 22º. El Distribuidor podrá efectuar el corte inmediato de servicio en los siguientes casos:

a) Cuando hubiere transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la configuración del vencimiento de una factura presentada al cobro, correspondiente a adeudos por prestación del Servicio Público de Electricidad o del servicio de transporte en redes de distribución, sin que la misma hubiere sido paga.

b) Cuando se consuma energía eléctrica sin que se haya contratado un suministro que habilite tal consumo.

c) Cuando se vulneren las condiciones estipuladas en el Contrato de Suministro de Suscritores o en el Contrato de Transporte en Redes de Distribución.

d) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o de las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas, estando las mismas bajo la administración del Distribuidor o bien sean instalaciones internas de propiedad del Usuario de Distribución.

e) Cuando el Suscritor, o el usuario del servicio de transporte en redes de distribución, genere perturbaciones en la red que atenten contra la Calidad de Servicio de Distribución, según las normas respectivas.

f) Cuando el factor de potencia del consumo sea inferior al establecido a esos efectos.

g) Cuando el Suscritor consuma más potencia que la contratada, de acuerdo con lo dispuesto en este Reglamento.

En el caso del literal b) el corte podrá realizarse en forma inmediata. En caso de que se configuren algunos de los supuestos contenidos en los literales a), c), f) y g), el corte deberá ser notificado por escrito, por lo menos con 10 (diez) días hábiles de antelación, con indicación de la causal de interrupción, salvo en los casos en que se hayan instalado limitadores. En particular, en el caso del literal c), si el Distribuidor comprueba debidamente una situación de fraude, podrá efectuar el corte inmediato. Si la causal de interrupción consistiere en la falta de pago, la notificación podrá hacerse con el envío de la factura inmediata siguiente. En el caso de que la causal de corte sea el supuesto contenido en el literal d) el corte será efectuado por el Distribuidor en forma inmediata, informando al Regulador con expresión de los fundamentos. En el caso de que la causal sea la indicada en el literal e) el corte será notificado por escrito con al menos 10 (diez) días hábiles de antelación una vez cumplido el plazo establecido por el Distribuidor para

remediar la situación. Cuando el Suscritor o el Agente consideren que este plazo es exiguo, podrán plantear su revisión al Regulador.

CAPÍTULO IV. DERECHO DE AFECTACIÓN DE CALLES Y CAMINOS Y A RECIBIR COMPENSACIONES POR TRASLADO DE INSTALACIONES

Artículo 23º. El Distribuidor podrá abrir pavimentos, calzadas y aceras públicas en su Zona de Servicio de conformidad con las ordenanzas municipales respectivas, quedando obligado a efectuar la reparación que sea menester, en forma adecuada e inmediata, así como responder a los daños y perjuicios que se causen de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 25 del Decreto-ley N° 14.694.

Artículo 24º. Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados o por quienes los originen. Ello incluye la transformación de Instalaciones de Distribución aéreas a subterráneas. Los costos asociados a cambios o modificaciones de las instalaciones eléctricas motivadas por razones de servicio de distribución de electricidad tales como reemplazo de postación o subestaciones transformadoras, cambios de conductores, cambios de tensión u otros serán asumidos por el Distribuidor. Si tales cambios afectaren a los Usuarios de Distribución, los costos de las modificaciones necesarias de las instalaciones y cambios de equipos propiedad de los mismos serán de cargo del Distribuidor. El cambio o sustitución de equipos y aparatos deberá realizarse de común acuerdo entre las partes.

TÍTULO II. OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

CAPÍTULO I. OBLIGACIÓN DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 25º. Los Distribuidores tienen obligación de suministro eléctrico y del servicio de transporte en redes de distribución a Suscritores y Grandes Consumidores usuarios del servicio de transporte, respectivamente, ubicados en la Zona Electrificada, o bien cuando han llegado al borde de dicha zona, en las condiciones técnicas y de seguridad adecuadas.

Artículo 26º. La obligación a que se refiere el artículo precedente rige en los plazos y condiciones que se indican en el Reglamento sobre Calidad de Servicio de Distribución.

No obstante, en el caso de suministro a Grandes Consumidores Potenciales de más de 2000kW el Distribuidor podrá solicitar al Regulador una ampliación de los plazos cuando la Capacidad Remanente para dar el servicio sea inferior a la potencia a conectar. Las solicitudes de servicio y su procesamiento por el Distribuidor se sujetarán a las disposiciones contenidas en las normas de solicitud de servicio.

En el caso de que el Suscritor haya llegado al borde de la Zona Electrificada, la obligación de dar servicio por parte del Distribuidor queda condicionada al cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad por parte del propietario de tales líneas e instalaciones, así como a las condiciones normales de conexión de los Suscritores ubicados en la Zona Electrificada. Salvo que el Distribuidor adquiera tales instalaciones, sus obligaciones y responsabilidades estarán limitadas al punto de conexión.

Artículo 27º. La obligación de servicio rige, asimismo, para el servicio de transporte a Grandes Consumidores ubicados en la Zona Electrificada o cuando estén conectados a ella. En el caso de que las instalaciones del Distribuidor no tengan la capacidad para dar el servicio requerido, deberá efectuar las ampliaciones pudiendo exigir las garantías que correspondan.

La obligación a que se refiere el inciso precedente rige en los plazos indicados en las normas sobre Calidad de Servicio de Distribución, rigiendo también lo dispuesto en el artículo anterior para el caso de Grandes Consumidores Potenciales. Las solicitudes de servicio y su procesamiento por el Distribuidor se sujetarán a las disposiciones contenidas en las mismas normas.

En los casos que corresponda, las partes deberán establecer un Convenio de Conexión en que se establecerán sus obligaciones y derechos recíprocos.

Artículo 28º. Cuando Grandes Consumidores Potenciales dejen de ser Suscritores para transformarse en Grandes Consumidores, continuarán vigentes todas aquellas disposiciones del Contrato de Suministro de Suscritores relativas al Convenio de Conexión y al uso de las redes de distribución.

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DE TARIFAS REGULADAS

Artículo 29º. Los precios de suministro que el Distribuidor podrá aplicar en su Zona de Servicio a los Suscritores serán las tarifas fijadas por el Poder Ejecutivo. Salvo acuerdo entre el Usuario de Distribución y el Distribuidor, la opción tarifaria tomada por el primero regirá por un plazo mínimo de 12 (doce) meses consecutivos siendo la misma de renovación automática. El Suscritor podrá modificar su opción tarifaria, luego del primer año, debiendo comunicarlo con una antelación no menor de 2 (dos) meses. La nueva opción regirá por un período mínimo de 12 (doce) meses.

El Gran Consumidor Potencial podrá dejar de ser Suscritor cuando complete un período anual de contrato, o antes si conviene el pago del remanente por concepto de potencia contratada. Asimismo, debe comunicar con un preaviso de al menos 6 (seis) meses su intención de convertirse en Gran Consumidor. Las garantías que el Gran Consumidor Potencial hubiere constituido por el uso de las Instalaciones de Distribución se mantendrán vigentes a cuenta del servicio de transporte en la red de distribución que el Distribuidor ponga a disposición para el suministro del Gran Consumidor. El Gran Consumidor podrá exigir volver a ser cliente del Distribuidor no antes de 12 (doce) meses de haber dejado de serlo, salvo acuerdo con el Distribuidor. En cualquier caso, la solicitud deberá realizare con una anticipación de 6 (seis) meses.

Los precios máximos por prestación de servicio de transporte en redes de distribución están también sujetos a regulación.

CAPÍTULO III. ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 30º. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 21 del Decreto-ley N° 14.694, las Intendencias son responsables de instalar y mantener el alumbrado público de ciudades, villas, pueblos y centros poblados. El Distribuidor es responsable de proyectar, ejecutar y mantener las redes eléctricas de alimentación de esas instalaciones de iluminación. Las Intendencias y el Distribuidor coordinarán las actividades correspondientes a los efectos de obtener la compatibilización de los programas anuales de alumbrado público de modo que sea posible la realización en tiempo de la totalidad de los trabajos incluidos en cada proyecto de la Intendencia.

No obstante lo anterior y en concordancia con lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley N° 17.243, en aquellos casos en que las Intendencias manifiesten su conformidad, la UTE como Distribuidor podrá efectuar el servicio público de alumbrado de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, siendo responsable de la instalación, con todos sus elementos, y el mantenimiento que posibilite una prestación adecuada del servicio. La UTE, como Distribuidor y las Intendencias podrán acordar, asimismo, otras formas de participación y colaboración en el desempeño de este servicio, al amparo de lo dispuesto en el artículo 262 de la Constitución de la República.

La energía suministrada para el alumbrado público será medida mediante un medidor que se instalará a la salida de la red de Baja Tensión de la subestación. En aquellos casos en que no exista medidor y mientras no se regularice dicha situación, la energía suministrada será abonada mensualmente por las Intendencias, por lámpara encendida y según su respectiva potencia, incluyendo equipos y accesorios de control. A estos efectos el Regulador establecerá métodos para determinar el porcentaje de lámparas encendidas en base a muestreos periódicos y de común acuerdo con el Distribuidor y la Intendencia.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 17.243, en los departamentos en los que la Intendencia adeude el equivalente a 4 (cuatro) o más meses de consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado, la UTE como Distribuidor podrá subrogarse en

el cobro, realizándolo directamente a sus clientes domiciliarios en las condiciones acordadas con la Intendencia.

No corresponde pago alguno en las zonas que carezcan del servicio de alumbrado público.

CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN AL REGULADOR

Artículo 31º. El Regulador está facultado para requerir a los Distribuidores toda la información de carácter técnico y económico que resulte necesaria para el ejercicio de sus funciones de asesoramiento en fijación de precios sometidos a regulación, de control de calidad y seguridad de suministro, de atención de reclamos y controversias relativos al servicio eléctrico y de todas aquellas funciones que le sean asignadas por este Reglamento. En consecuencia, podrá requerir la comparecencia del personal de la empresa y la exhibición de planos, inventarios, documentos contables, tarifas, contratos, registros de medidas y todos los documentos que sean pertinentes para los estudios que realice en relación con el Servicio Público de Electricidad. La solicitud de comparecencia será cursada formalmente a la empresa distribuidora, a través de sus directores. La información recibida por el Regulador que sea de carácter reservado deberá ser tratada como tal, no pudiendo ser dada a publicidad ni entregada a terceros.

Los funcionarios del Regulador tendrán acceso a las instalaciones del Distribuidor para realizar las funciones que le son propias, obligándose a cumplir las normas y procedimientos de seguridad internos que se encuentren vigentes por parte del Distribuidor.

CAPÍTULO V. OTRAS OBLIGACIONES

Artículo 32º. El Distribuidor debe mantener sus instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro y daño a las personas y cosas.

Artículo 33º. Cuando no haya sido posible efectuar una medida requerida para la facturación, cuando ella haya sido efectuada en forma incorrecta o bien cuando por errores en los procesos de facturación se consideren importes distintos a los que efectivamente correspondan, el Distribuidor procederá al recupero o reintegro, según sea el caso. Las condiciones para presentar los reclamos, así como las obligaciones del Distribuidor para procesar, dar respuesta y corregir los errores se estipulan en el Reglamento sobre Calidad de Servicio de Distribución dictadas por el Regulador en ejercicio de su competencia.

Artículo 34º. El Regulador propondrá o dispondrá la aplicación de sanciones al Distribuidor, según corresponda de acuerdo a la Ley, y de compensaciones a los Usuarios de Distribución, cuando el Distribuidor no cumpla con las obligaciones emergentes del marco normativo.

TÍTULO III. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION

Artículo 35º. Los Usuarios de Distribución tienen derecho a:

a) Elegir la opción tarifaria que estimen conveniente con las limitaciones que en cada caso se establecen.
b) Recibir el suministro en las condiciones mínimas de calidad que se establecen en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución.
c) Recibir asesoramiento por parte del Distribuidor en materia de contratación, medición, facturación y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

Tienen, asimismo, todos los demás derechos que resulten correlativos de las obligaciones del Distribuidor.

Artículo 36º. Los Usuarios de Distribución tienen obligación de:

a) Pagar al Distribuidor los cargos que se generen por consumos de energía o uso de las redes de distribución.
b) Preservar el buen estado de las instalaciones de enlace y medición entre las redes de distribución y sus instalaciones interiores cuando dichas instalaciones de enlace estén ubicadas dentro de la propiedad particular.

c) Abonar el costo de sustitución de las instalaciones indicadas en el literal anterior, cuando no cumplan con la obligación de preservar su buen estado.

d) Dar las facilidades necesarias a la empresa distribuidora para la lectura de los equipos de medida en horarios hábiles en el caso en que los mismos se encuentren dentro de la propiedad particular.

Tienen, asimismo, todas las demás obligaciones que resulten correlativas de los derechos del Distribuidor y del presente Reglamento.

SECCIÓN III GENERACIÓN CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I. GENERALIDADES

Artículo 37º. Los Autoproductores y Generadores que estén conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor y cuya potencia instalada de generación supere 5.000kW, podrán vender su producción a Participantes del Mercado Mayorista, ateniéndose en todo a las condiciones establecidas en el Reglamento del Mercado Mayorista. En particular, estos Autoproductores y Generadores estarán sujetos a despacho centralizado por parte del Despacho Nacional de Cargas (DNC) y podrán participar en el Mercado Mayorista en las condiciones que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 38º. Los Autoproductores y Generadores a que refiere el artículo anterior deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por esta conexión exclusivamente las ampliaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión. Consecuentemente, en su función de productores de energía no pagarán cargos por uso de la red de distribución.

En ningún caso el Distribuidor podrá negar el uso de sus instalaciones a un interesado, salvo que éste incumpla disposiciones legales o reglamentarias. El Distribuidor tampoco podrá aplicar, en régimen permanente, cargos adicionales a los señalados anteriormente.

Adicionalmente, los Autoproductores y Generadores deberán pagar todos los cargos por uso de Instalaciones de Trasmisión que corresponde pagar a los restantes Generadores del SIN.

TÍTULO II. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Artículo 39º. Se considera Generación Distribuida, a los Autoproductores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000kW. La Generación Distribuida no está sujeta a despacho centralizado de carga por parte del DNC pero la información de su generación debe ser suministrada al mismo para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema. El Distribuidor tendrá la responsabilidad de informar diariamente al DNC la generación y consumo previstos para el día siguiente por parte de generadores distribuidos, incluyendo Autoproductores, y los valores reales efectivamente registrados.

Los titulares de Generación Distribuida están obligados a entregar diariamente al Distribuidor la información requerida para estos fines. La información de condiciones previstas deberá ser suministrada por lo menos una hora antes del plazo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista para el suministro de información de Generadores al DNC. El Distribuidor deberá suministrar dicha información al DNC junto con la información de consumo propio, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 40º. De acuerdo con lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista, el Distribuidor cumplirá las funciones de coordinación y supervisión como Centro de Control y Coordinación. Para ello, la Generación Distribuida deberá estar conectada al sistema de supervisión y control a distancia del Distribuidor. Los requisitos de registro e intercambio de la información de la medición se definen en la normativa de medición.

Los programas de generación que informe la Generación Distribuida como autodespacho se considerarán generación requerida. Por restricciones técnicas o normas de calidad que se

apliquen a la red del Distribuidor, el DNC podrá modificar la generación requerida. Se considerará generación programada, la generación autorizada por el Distribuidor de acuerdo a los siguientes criterios:

a) El Distribuidor deberá aceptar como generación programada la generación requerida salvo que existan restricciones de su red o normas de calidad dentro de dicha red que no permiten inyectar la energía requerida. El Distribuidor deberá informar al DNC y a la Generación Distribuida la generación programada indicando, cuando corresponda, la reducción realizada al programa de generación requerido junto con el motivo que lo justifica. La Generación Distribuida deberá acatar la reducción pero, de considerar que los motivos son injustificados, podrá presentar posteriormente un reclamo al Regulador, por restricciones al acceso abierto.

b) En la operación en tiempo real el Distribuidor sólo podrá modificar la generación programada cuando se presenten restricciones no previstas o emergencias que obliguen a su modificación por normas de calidad o de seguridad de suministro. El Distribuidor deberá informar al DNC y a la Generación Distribuida el cambio en su programa de generación junto con el motivo que lo justifica. La Generación Distribuida deberá acatar la modificación pero, de considerar que los motivos son injustificados, podrá presentar posteriormente un reclamo al Regulador, por restricciones al acceso abierto.

El DNC intercambiará información, incluyendo programas de generación, e impartirá instrucciones al Distribuidor, referidas a la Generación Distribuida bajo su coordinación, y el Distribuidor tendrá la responsabilidad de comunicarlas a dicha Generación Distribuida.

Artículo 41º. Los Autoproductores y Generadores que forman parte de la Generación Distribuida podrán comercializar a precio libremente convenido su producción con Participantes del Mercado Mayorista incluido el Distribuidor a cuya red están conectados.

No obstante, el Distribuidor no podrá efectuar compras anuales directas al conjunto de la Generación Distribuida, que superen el 2% (dos por ciento) de su consumo de energía previsto para el año. Para el cálculo del precio de traslado a las tarifas finales de los Suscritores, las compras directas del Distribuidor a la Generación Distribuida se valorizarán de acuerdo al Precio Equivalente de compra reconocido según se define en este Reglamento.

Artículo 42º. El generador distribuido que establezca un contrato con un Gran Consumidor deberá comprar del MMEE la potencia y energía que esté comprometida en el contrato y que no haya podido generar. El generador distribuido deberá costear los equipos de medida y control que sean necesarios para efectuar las liquidaciones correspondientes.

Artículo 43º. Los Autoproductores y Generadores que forman parte de la Generación Distribuida deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por su conexión, exclusivamente el equipo requerido del Distribuidor y las ampliaciones o modificaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión. El Distribuidor deberá presentar los estudios que correspondan para justificar que la conexión de Generación Distribuida requiere ampliaciones, cambios o mejoras en su red. Ante conflicto y falta de acuerdo, la Generación Distribuida podrá presentar un reclamo al Regulador, por restricciones injustificadas al acceso abierto.

En su función de productor, la Generación Distribuida no pagará cargos por uso de la red de distribución. En ningún caso el Distribuidor podrá negar el uso de sus instalaciones a un interesado, salvo que el mismo incumpla disposiciones legales o reglamentarias.

Tampoco podrá aplicar, en régimen permanente, cargos adicionales a los señalados anteriormente. La Generación Distribuida no está afectada por Cargos de Trasmisión, siempre y cuando su nodo de conexión a la red de trasmisión a través de la red de distribución sea demandante de potencia, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Trasmisión.

Las disposiciones sobre Convenios de Conexión, que al efecto dicte el Regulador, establecerán los requisitos técnicos, el equipamiento necesario y las condiciones generales de uso de las instalaciones del Distribuidor para evacuar la energía generada, los que deberán quedar

reflejados en un contrato entre las partes. Los equipamientos necesarios para la conexión a la red serán de cargo del interesado. En tanto no se dicten dichas disposiciones regirán las que el Distribuidor haya establecido para estos efectos. No obstante, el interesado podrá reclamar al Regulador cuando tales disposiciones le resulten excesivamente onerosas.

SECCIÓN IV NORMAS QUE REGULAN LA RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I. GENERALIDADES

Artículo 44º. El Regulador aprobará o propondrá al Poder Ejecutivo para su aprobación, según corresponda en virtud de su competencia, las normas que regulan las condiciones de detalle para los servicios de distribución prestados por el Distribuidor a sus clientes, que incluyen el suministro a los Suscritores, la conexión de Autoproductores, Generadores y Grandes Consumidores a sus instalaciones, y el servicio de transporte a través de las instalaciones del Distribuidor, con los servicios de medición correspondientes. Las normas desarrollarán las siguientes materias:

a) Solicitud de servicio
b) Convenios de Conexión
c) Contrato de Suministro de Suscritores y Contrato de Transporte en Redes de Distribución
d) Gestión Comercial
e) Atención de usuarios a través de los centros de atención de clientes y sistema de telegestión
f) Instalaciones de enlace
g) Calidad de Servicio de Distribución
h) Toda otra materia que el Poder Ejecutivo estime conveniente normar y que tenga relación con los servicios de distribución prestados por el Distribuidor a sus clientes

Artículo 45º. Mientras las disposiciones señaladas en el artículo anterior no hayan sido dictadas, regirán las normas internas, prácticas o procedimientos que UTE tenga actualmente en aplicación para estos efectos, en tanto no contradigan las disposiciones de orden general contenidas en este Reglamento.

TÍTULO II. AGRUPACIÓN DE CONSUMIDORES

Artículo 46º. En consonancia con lo previsto en el artículo 12 del Decreto-ley N° 14.694 en la redacción dada por el artículo 21 de la Ley N° 16.832, el Distribuidor podrá autorizar a una persona jurídica facultada a actuar por cuenta de un agrupamiento de consumidores de energía eléctrica, para abastecer a dichos consumidores mediante derivaciones de sus instalaciones. La persona jurídica se constituirá en el titular de un único suministro del Distribuidor, y tendrá la responsabilidad inmediata de las condiciones en que el suministro a los integrantes del agrupamiento se efectúe, quedando tal abastecimiento alcanzado por el marco regulatorio del sector eléctrico.

Es requisito para este tipo de suministro que los integrantes del agrupamiento estén ubicados en un mismo inmueble o bien en inmuebles contiguos.

La resolución fundada del Distribuidor acogiendo o rechazando la solicitud, atenderá desde la vigencia de este Reglamento, al principio de tratamiento igualitario, en su disposición a autorizar suministros a agrupamientos de consumidores con características equivalentes.

Las condiciones básicas para realizar este tipo de suministro son las siguientes:

a) Deben acordarse por escrito, las condiciones del suministro de la persona jurídica a los miembros del agrupamiento, que serán las mismas a las que está obligado el Distribuidor en esa zona. El Distribuidor verificará que la persona jurídica que solicita la autorización sea apta para cumplir estas condiciones.
b) En ningún caso, cualquiera de los consumidores podrá vender energía a otro de los miembros del agrupamiento, o a un tercero ajeno al mismo.

c) El Distribuidor podrá oponerse a efectuar el suministro si las instalaciones que distribuyen la energía a la agrupación no cumplen con las normas técnicas de seguridad.

SECCIÓN V RÉGIMEN TARIFARIO

TÍTULO I. COSTOS MAYORISTAS A TRASLADAR A TARIFAS

CAPÍTULO I. TIPOS DE COSTOS MAYORISTAS

Artículo 47º. Los costos mayoristas que el Distribuidor estará autorizado a trasladar a tarifas son los siguientes:

a) Costos de compra de energía y Potencia Firme (Garantía de Suministro) en contratos, que cumplan las condiciones establecidas en este Reglamento en cuanto a su estructura y forma de establecerse, y costos de compra de Potencia Firme en el Servicio de Reserva Nacional.

b) Saldo neto de los costos de compra de energía en el Mercado Spot, aplicando el sistema de precios estabilizados para Distribuidores de ese mercado, calculados de acuerdo con las disposiciones del Reglamento del Mercado Mayorista, y ventas de energía al Mercado Spot.

c) Saldo neto de costos de compras y ventas del Servicio Mensual de Garantía de Suministro (Potencia Firme de Corto Plazo).

d) Costos por concepto del Servicio de Trasmisión para energía y Potencia Firme comprada fuera de contratos, y de aquellas adquiridas en contratos cuyos precios excluyan los Cargos de Trasmisión

e) Costos de compra directa de energía y Potencia Firme a Generación Distribuida, valorizados al Precio Equivalente de compra reconocida.

f) Costos de los Servicios Auxiliares del Mercado Mayorista, que correspondan de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.

g) Cargo que el Distribuidor deba pagar por concepto de Tasa del Despacho Nacional de Cargas de acuerdo con lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO II. CONTRATOS DEL DISTRIBUIDOR TRANSFERIBLES A TARIFAS

Artículo 48º. Para que los costos de adquisición de la electricidad en contratos sean transferibles a tarifas, éstos deberán cumplir las condiciones que se establecen en el Reglamento del Mercado Mayorista y ser el resultado de procedimientos competitivos o bien corresponder a contratos preexistentes a la puesta en marcha del MMEE.

Se considerarán contratos preexistentes, a los contratos iniciales para la puesta en marcha del MMEE, incluyendo los Convenios Internos iniciales de UTE y los acordados o en proceso de licitación previo a la vigencia de este Reglamento.

Toda referencia a los requisitos a cumplir por contratos transferibles a tarifas se aplica también a los Convenios Internos de UTE, definidos de acuerdo a lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Las modificaciones realizadas por acuerdo de partes a los contratos autorizados a trasladar a tarifas, solo serán consideradas a esos mismos efectos cuando resulten aprobadas por el Regulador. El Regulador analizará la modificación y sólo autorizará su reconocimiento en las tarifas si dicha modificación reduce el costo de compra previsto del Distribuidor para condiciones de seguridad de abastecimiento equivalentes.

Artículo 49º. A partir de la puesta en marcha del MMEE, los requisitos que debe cumplir todo nuevo contrato del Distribuidor para que sus precios sean reconocidos en tarifas son los siguientes:

a) Los contratos deben adecuarse a las formas contempladas en el Reglamento del Mercado Mayorista.

b) En condiciones normales, todo nuevo contrato debe corresponder a Contratos de Suministro, que contemplen el suministro de una Potencia Firme de Largo Plazo para Garantía de Suministro, y de una energía con una curva asociada de consumo para estabilización del costo de compra. Dichos contratos se podrán definir como una proporción del consumo del Distribuidor. Los contratos incluirán penalizaciones por no cumplimiento de suministro comprometido, que permitirán al Distribuidor compensar a sus Suscritores de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.

c) Extraordinariamente y ante directivas del Poder Ejecutivo en materia de política energética, referidas a obligación de compra del Distribuidor, de energía renovable no convencional, el contrato resultará de la licitación de Contratos Especiales para este tipo de generación.

d) Los contratos deben ser resultado de ofertas de suministro obtenidas en procedimientos competitivos convocados por el Distribuidor bajo la supervisión del Regulador de acuerdo a lo indicado en el Reglamento del Mercado Mayorista.

e) Con el objeto de maximizar la competencia y promover la presentación de ofertas por parte de nueva generación e importadores que no estén participando en el MMEE, la licitación deberá realizarse con una anticipación suficiente. El Distribuidor deberá dar publicidad al llamado a licitación por medio de publicación nacional e internacional con una anticipación a la presentación de ofertas que, inicialmente, será de 3 (tres) años al comienzo del correspondiente contrato. En función del comportamiento de las licitaciones y del Mercado de Contratos a Término, el Regulador podrá modificar este plazo de anticipación.

f) Los cronogramas para las licitaciones y los plazos contractuales considerarán que los vencimientos de los contratos se produzcan en forma escalonada.

g) El plazo de vigencia del contrato será propuesto por el Distribuidor y aprobado por el Regulador, entre un mínimo de 5 (cinco) años y un máximo de 10 (diez) años.

h) Deberán cumplirse aquellos requisitos que el Regulador establezca por considerarlos necesarios para preservar las condiciones competitivas del procedimiento de licitación en virtud de la situación que presente el Mercado de Contrato a Término.

Previo al llamado, el Regulador definirá las condiciones y criterios básicos que el pliego y el contrato deberán incorporar. El Distribuidor deberá enviar al Regulador para su probación, copia de los pliegos de la licitación, informando los medios y fechas previstas de publicación. El Regulador verificará el cumplimiento de las normas y condiciones específicas establecidas. De no cumplirse las mismas, el Regulador requerirá las modificaciones necesarias previo a su aprobación.

Podrán presentarse a dichas licitaciones, ofertas nacionales o de importación, y ofertas de generación existente o que se ha comprometido instalar en el caso de resultar adjudicatario de un contrato. Se podrán presentar ofertas por una parte de la Potencia Firme de Largo Plazo y energía requeridas, pudiendo ser adjudicados varios contratos, de manera tal que la suma cubra el total requerido en la licitación. De presentarse ofertas parciales, podrán resultar adjudicados varios contratos con distintas cantidades asignadas a cada uno.

Los contratos resultantes de la licitación deben ser adjudicados con el criterio de menor costo de abastecimiento para los usuarios.

Artículo 50º. Todas las compras de energía y Potencia Firme que el Distribuidor efectúe en contratos mayoristas deberán cumplir los requisitos indicados para que sus precios sean transferibles a tarifas. Cuando los contratos no cumplan los requisitos para que sus precios sean trasladados a tarifas, se reconocerán los precios fijados en el Reglamento del Mercado Mayorista para esa condición.

CAPÍTULO III. PRECIOS EQUIVALENTES DE POTENCIA FIRME Y ENERGÍA

Artículo 51º. Los Precios Equivalentes de compra de Potencia Firme (Garantía de Suministro) y energía serán tales que aplicados respectivamente a la potencia coincidente total y a la energía

total comprada por el Distribuidor, tanto en el Mercado de Contratos a Término como en el Mercado Spot, determinen una cantidad igual a la suma de la totalidad de los pagos reconocidos del Distribuidor. Dichos precios se conformarán considerando:

a) Contratos y operaciones en mercados o servicios que administra la ADME
b) Adquisición de energía y Potencia Firme en contratos transferibles a tarifas
c) Compras de energía en el Mercado Spot
d) Compras de Potencia Firme en servicios del MMEE
e) Pagos de Servicios Auxiliares que correspondan
f) Pagos al Transmisor por el Servicio de Trasmisión para las compras spot y en contratos, cuyos precios no incluyan este servicio
g) Tasa del Despacho Nacional de Cargas que el Distribuidor deba pagar como Participante del Mercado

Artículo 52º. El resultado de la aplicación de la fórmula de Precios Equivalentes de Potencia Firme y energía, será calculado por el Distribuidor y enviado al Regulador para su revisión, aprobación y publicación en su sitio Web, acompañando la información que este Reglamento indica. Dicho resultado regirá en los mismos períodos de estabilización de precios que define el Reglamento del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO IV. COSTOS PREVISTOS Y COSTOS REALES

Artículo 53º. El Distribuidor informará al Regulador, con 15 (quince) días corridos de anticipación al comienzo de cada período de estabilización de precios, el resultado de la fórmula de Precios Equivalentes de Potencia Firme y energía, acompañada de los siguientes antecedentes:

a) Cantidades de Potencia Firme *Pin* y energía *Ein* que se prevé adquirir en cada contrato transferible a tarifas «***i***», incluyendo como contrato la compra del Servicio de Reserva Nacional, y Convenios Internos transferibles a tarifas, para el período de cálculo respectivo. La información se entregará para cada nodo de suministro *«n»* o conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico. En el caso de Contratos de Suministro con cantidades determinadas de Potencia Firme y energía, las cantidades previstas corresponderán a las especificadas en el contrato. En el caso de Contratos de Suministro en que las cantidades corresponden a un porcentaje del consumo del Distribuidor, las cantidades que se prevé adquirir se calcularán aplicando los porcentajes establecidos en el contrato al requerimiento de Garantía de Suministro y de consumo de acuerdo a la Base de Datos del MMEE y lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista. En el caso de contratos en que la cantidad de energía a adquirir depende del Precio Spot del Mercado Mayorista o de la generación real u otra variable dependiente del Despacho Económico real, la cantidad de energía que se prevé adquirir se determinará sobre la base del Despacho Económico esperado según la Programación Estacional de Largo Plazo que realiza la ADME, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista. Los precios *pPin* y *pEin* corresponderán a los precios promedios ponderados de compra de potencia y energía en el contrato, respectivamente, en el período de cálculo. Lo anterior es aplicable a los Convenios Internos Iniciales según se establece en el presente Reglamento.
b) Cantidades de Potencia Firme *Pjn* y energía *Ejn* que se prevé adquirir en cada contrato que no cumple los requisitos establecidos para que sus precios sean transferibles a tarifas *j*, y precios reconocidos *pPjn* y *pEjn* de las mismas, para el período de cálculo respectivo de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.
c) Cantidades de Potencia Firme *Psn* y energía *Esn* que se prevé comprar o vender en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y Mercado Spot respectivamente, precios *pPsn* y *pEsn* de las mismas, que corresponderán al Precio de Referencia de la Potencia y sistema de precios estabilizados de la energía aprobados por el Regulador y determinados por la ADME respectivamente, y pago total previsto para el período de

cálculo respectivo. La información se entregará para cada nodo de suministro o conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico.

d) Cargos de Trasmisión unitarios *cTn* establecidos en cada nodo «*n*» de conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico, y cargo total por nodo que se prevé pagar por el Distribuidor por sus compras fuera de contratos y por sus compras en contrato cuyos precios no incluyan dichos cargos.

e) Costo de los Servicios Auxiliares que correspondan por energía *CSAEn* y por potencia *CSAPn* del Mercado Mayorista, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista, que se prevé pagar en el respectivo semestre por el Distribuidor, para cada nodo «*n*»de conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico. Se excluirá el costo de Generación Forzada que sea requerida en el nodo por razones de regulación de voltaje o para levantar restricciones de inyección de potencia en el nodo, cuando ellas sean atribuibles al Distribuidor.

f) Tasa del Despacho Nacional de Cargas *CRADME* que el Distribuidor deba pagar como Participante del Mercado.

g) Cantidad a incluir por desviación de energía y potencia (*DEP*) en los valores reales pagados por el Distribuidor por concepto de adquisición de potencia y energía en el período de estabilización anterior, respecto de los valores estimados por estos conceptos en la determinación de los Precios Equivalentes de adquisición de energía y potencia en dicho período de estabilización.

Artículo 54º. La fórmula de Precio Equivalente de potencia del nodo *«n»* se establecerá considerando como precio el Precio de Referencia de la Potencia incrementado en los Cargos de Trasmisión del nodo *«n»* y en el costo de los Servicios Auxiliares de potencia por unidad de potencia total comprada en dicho nodo. En el caso en que existieren contratos que establezcan precios de potencia distintos del Precio de Referencia de la Potencia, la diferencia será incorporada en el Precio Equivalente de compra de la energía.

Por otra parte, como desde el punto de vista de la señal económica en el Precio Equivalente de potencia se incorporan los Cargos de Trasmisión, se descontará en el cálculo del Precio Equivalente de compra de la energía un monto igual a la suma de las potencias contratadas en contratos que incluyen dichos cargos multiplicada por ***cTn*** que es el valor de los Cargos de Trasmisión en el nodo. De esta forma, el Precio Equivalente de compra de la energía incluirá el valor total de las compras de energía en contratos y spot en el nodo, el costo total estimado para el Distribuidor por concepto de Servicios Auxiliares asociados a energía en el nodo, el costo estimado de Tasa del Despacho Nacional de Cargas, y los ajustes indicados para tomar en cuenta contratos con precios de potencia diferentes del Precio de Referencia de la Potencia y aquellos que incluyan el valor de los Cargos de Trasmisión.

Las fórmulas que aplicará el Distribuidor para calcular los Precios Equivalentes de potencia y energía en el nodo «***n***»serán las siguientes:

a) Precio Equivalente de potencia:

$$PEP_n = pPs_n + cT_n + \frac{CSAP_n}{\left(\sum P_{in} + \sum P_{jn} + \sum Ps_n\right)}$$

b) Precio Equivalente de energía:

$$PEE_n = \frac{\left[\sum E_{in} \times pE_{in} + \sum E_{jn} \times pE_{jn} + \sum E_{sn} \times pE_{sn} + \sum \left(pP_{in} - pP_{sn}\right) \times P_{in} + \sum \left(pP_{jn} - pP_{sn}\right) \times P_{jn} - cT_n \times \sum P_{in} \times \tau - cT_n \times \sum P_{jn} \times \tau + CSAE_n + CRADME_n + DEP_n\right]}{\left[\sum \left(E_{in} + E_{jn} + E_{sn}\right)\right]}$$

Donde, en cada contrato *«i»* se identifica con una variable ô cuyo valor es uno (1) cuando estos incluyen los Cargos de Trasmisión y cero (0) cuando no los incluyen.

Artículo 55º. Al finalizar cada mes, la ADME incluirá en el Documento de Transacciones Económicas la energía y Potencia Firme compradas por el Distribuidor de cada contrato, del Mercado Spot y de los distintos servicios del MMEE así como Cargos de Trasmisión a pagar por

el Distribuidor, según corresponda, y el cargo a pagar por cada compra fuera de contratos. Esta información será enviada al Distribuidor, con copia al Regulador.

Con estos datos, el Distribuidor calculará su costo reconocido de compra mayorista real para energía y para potencia del mes y acumulado en lo que va del período de estabilización. Calculará también la desviación entre el costo real y el costo previsto trasladado a tarifas, por cada concepto y total, del mes y acumulado en lo que va del semestre de estabilización. En cada mes la desviación entre costo de adquisición real y el costo de adquisición estimado se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$DEP_{n,m} = \left[P_{n,m} \times \left(PEPR_{n,m} - PEP_0\right)\right] + \left[E_{n,m} \times \left(PEER_{n,m} - PEE_0\right)\right]$$

donde:

$P_{n,m}$: Potencia total real adquirida por el Distribuidor en el nodo *«n»* para el mes *«m»*

$PEPR_{n,m}$: Precio Equivalente de adquisición real de potencia en el nodo *«n»* para el mes *«m»*

PEP_o: Precio Equivalente de potencia que rigió en el nodo *«n»* para el mes *«m»*, de acuerdo con la fórmula del precio reconocido de adquisición de potencia señalada en este Reglamento.

En,m: Energía total real adquirida por el Distribuidor en el nodo *«n»* para el mes *«m»*

PEERn,m: Precio Equivalente de adquisición real de la energía en el nodo *«n»* para el mes *«m»*

PEEo: Precio Equivalente de la energía que rigió en el nodo *«n»* para el mes *«m»*, de acuerdo con la fórmula del precio reconocido de adquisición de la energía señalada en este Reglamento.

El Distribuidor incluirá el valor acumulado de desviación en el período de estabilización, para el cálculo del Precio Equivalente de adquisición de la energía del período siguiente.

Artículo 56º. Si en la Zona de Servicio existiere más de un nodo de conexión a las Instalaciones de Trasmisión, se definirá un Precio Equivalente único de adquisición de la potencia y otro para la energía. Los precios de adquisición equivalente únicos de potencia y energía corresponden al promedio ponderado de los Precios Equivalentes de adquisición por nodo, usando como factor de ponderación las potencias y energías anuales, respectivamente, previstas de vender desde cada uno de ellos a la Zona de Servicio.

CAPÍTULO V. COMPENSACIÓN A USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN POR FALLAS DE SUMINISTRO A NIVEL DE GENERACIÓN

Artículo 57º. El déficit de suministro de energía que lleva a la emisión de un decreto de racionamiento por el Poder Ejecutivo, corresponde a un déficit de energía de larga duración, como resultado de déficit de generación hidroeléctrica a causa de una sequía, falla prolongada de centrales generadoras o limitación prolongada de la capacidad de importación desde mercados eléctricos vecinos al país. Se excluye de este tipo todo déficit producido por fallas transitorias de centrales generadoras o sistemas de trasmisión.

Artículo 58º. La compensación que pagará el Distribuidor a sus Suscritores por concepto de energía no suministrada, se determinará multiplicando la cantidad de energía no suministrada al Suscritor por el costo de energía no servida en el o los escalones de racionamiento que correspondan. La cantidad de energía no suministrada se determinará para cada Suscritor para cada período de facturación en el que hubiere regido en todo o parte del período un decreto de racionamiento, como la diferencia entre el consumo normal del Suscritor en el período de facturación y el consumo del Suscritor en condiciones de racionamiento, siempre que esa diferencia sea positiva. El consumo normal del Suscritor se determinará como el promedio del consumo registrado en el trimestre del año anterior, comprendido entre el mes anterior y el siguiente al de facturación considerado. El costo de energía no servida en cada escalón será igual al que se haya determinado para la programación de la operación del SIN y esté vigente al momento de emitirse el decreto de racionamiento. El pago de la compensación se efectuará a través de un descuento en cada facturación del consumo del Suscritor en cuyo período se haya

producido déficit de suministro. De quedar un saldo a favor del Suscritor, el descuento se seguirá realizando en los meses siguientes.[1]

TÍTULO II. REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

Artículo 59º. A los efectos de establecer la remuneración del Distribuidor se distingue la remuneración de su actividad de distribución realizada mediante sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión, la remuneración de sus instalaciones de Subtrasmisión y la remuneración de la conexión de los Usuarios de Distribución. A la primera se le denomina Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), a la segunda se le denomina Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) y a la tercera, Tasa de Conexión.

Artículo 60º. Para el cálculo de la remuneración del Distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley N° 16.832, en caso de que algunas de las Instalaciones de Distribución sean utilizadas para actividades distintas al servicio de distribución, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio.

Dicha proporción se determinará para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de distribución considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a que se destinen las mimas instalaciones, previstos para el siguiente año.

En todo caso, los Distribuidores darán pleno cumplimiento a las normas de contabilidad regulatoria establecidas por el Regulador.

CAPÍTULO II. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR (VADE)

Artículo 61º. El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, definida como área de distribución tipo. Los ingresos obtenidos a través de la recaudación del VADE por parte de los Distribuidores que operen el negocio en forma prudente y eficiente deben ser suficientes para mantener una buena Calidad de Servicio de Distribución y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado con una utilidad razonable. El VADE está conformado por la remuneración del capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento de las Instalaciones de Distribución, para los diversos niveles de tensión, los costos comerciales y los costos de pérdida de energía eléctrica asociados a esta actividad. El VADE se calculará para un determinado número de áreas de distribución tipo, sobre la base de la densidad de distribución y, cuando corresponda, otras variables geográficas o climáticas que expliquen una diferencia de costos eficientes de la actividad de distribución que no pueda ser explicada solamente por la densidad de distribución. Las áreas de distribución tipo serán determinadas por el Regulador, con procedimientos que serán informados públicamente. La Zona de Servicio tendrá un VADE equivalente en cada una de sus componentes, el que se calculará como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio, utilizando variables de ponderación pertinentes a la componente del VADE equivalente de que se trate. Las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio serán definidas por el Poder Ejecutivo sobre la base de una clasificación por densidad de distribución de las subzonas que ésta presente, considerando, de ser el caso, aquellas otras variables que incidieron en la definición de las áreas de distribución tipo.

Artículo 62º. El VADE se expresará a través de los siguientes componentes:

a) Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. En el caso de los Suscritores se agregarán los costos del proceso de lectura, así como los de

[1] Ver Decreto Nº 150/006 de 29 de mayo de 2006.

mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control. Asimismo se adicionarán otros costos de la actividad comercial relativos a atención comercial y control de fraudes.

b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.

c) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida. La potencia distribuida podrá ser definida para distintos bloques horarios o estacionales, debiendo al menos definirse el bloque de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La remuneración reconocerá los costos de una empresa eficiente de referencia que actúa en el ámbito local, operando la red de referencia. Asimismo, serán consideradas las condiciones que derivan de la aplicación del marco normativo vigente.

Artículo 63º. El VADE correspondiente a costo fijo por usuario se diferenciará según el tipo de equipo de medida, de acuerdo con la opción tarifaria del usuario.

Artículo 64º. El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia.

La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios.

Artículo 65º. Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinarán bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.

Artículo 66º. Las pérdidas de distribución de potencia y energía estarán constituidas por las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se determinarán para la red eficiente de referencia. Para dicho cálculo se tendrá en cuenta la demanda del año anterior al inicio del período de 4 (cuatro) años de vigencia del VADE y factores de ajustes que incrementen dichas pérdidas en cada año del período de vigencia, considerando el crecimiento de la demanda en ese período. Las pérdidas no técnicas a reconocer serán las correspondientes a una empresa gestionada eficientemente que opera en el ámbito local.

CAPÍTULO III. VALOR AGREGADO DE SUBTRASMISIÓN (VAST)

Artículo 67º. El VAST se determinará para las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, las que incluyen las líneas de Media Tensión cuyo voltaje sea superior a 24.000V e inferior o igual a 72.500V, que por sus características de longitud, consumos servidos u otras, sean calificadas de Subtrasmisión, y las subestaciones de transformación de Media a Media Tensión. El VAST se determinará caso a caso para cada estación de transformación y línea de Subtrasmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando en lo que corresponda los mismos conceptos y criterios que se establecen en este Reglamento de Distribución para el análisis y determinación de los VADE en las áreas de distribución tipo.

Las componentes del VAST correspondientes a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se expresarán por kilowatt de potencia coincidente total extraído de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. Estas componentes podrán discriminarse por nivel de voltaje en el caso de existir más de un voltaje comprendido en las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, en cuyo caso la componente en cada nivel se calculará con la potencia total extraída en ese nivel.

CAPÍTULO IV. TASA DE CONEXIÓN

Artículo 68º. Aquellos costos que se vinculen directamente a la conexión del Suscritor, y que no estén incluidos en el VADE, darán lugar al cobro de una Tasa de Conexión. Esta tasa se

determinará en función del costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la instalación de enlace del Suscritor con la red de distribución y el costo directo de montaje de éstos. Forman parte de la instalación de enlace del Suscritor, la acometida, el equipo de medida y el equipo de protección y desconexión de la instalación interior del mismo. A los Grandes Consumidores se le aplicará igual Tasa de Conexión que a los Suscritores exceptuándose los costos del sistema de medición. Para Usuarios de Distribución con potencia contratada menores o iguales a 50 kW ubicados dentro de la Zona Electrificada los valores de las Tasas de Conexión serán incluidos en el pliego tarifario, que aprueba el Poder Ejecutivo. Para el resto de los Usuarios de Distribución las Tasas de Conexión serán calculadas por el Distribuidor por medio de un presupuesto avaluado según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución, incluyéndose exclusivamente el tipo de instalaciones especificadas en el presente artículo. A los efectos del cobro de la Tasa de Conexión podrán preverse sistemas de pago en cuotas.

Nota: redacción dada por el artículo 5 del Decreto 366/007.

CAPÍTULO V. CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 69º. El VADE, el VAST y la Tasa de Conexión, así como sus fórmulas de reajuste, serán determinados cada 4 (cuatro) años, de acuerdo con los procedimientos que se establecen en este Reglamento de Distribución, debiendo fijarse en el mes de diciembre previo al año en que regirán.

Dentro del período de 4 (cuatro) años los VADE, VAST y la tasa de conexión se ajustarán en función de la variación que experimente su valor de acuerdo a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen dichos valores agregados y Tasa de Conexión.

Artículo 70º. Cuando la componente del VADE correspondiente a cargo fijo se calcule con el número de usuarios registrado el año anterior al inicio del período de 4 (cuatro) años de vigencia, su fórmula de ajuste incorporará un factor que tome en cuenta la reducción anual de dicha componente del VADE por concepto de incremento del número de usuarios.

Igualmente, cuando las componentes del VADE correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución se calculen con la potencia distribuida registrada el año anterior al inicio del período de cuatro (4) años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda, considerando apropiadamente las tasas de crecimiento vertical y horizontal de esta variable.

En el caso de que no se disponga de la información antes mencionada, el Regulador podrá proponer el ajuste anual de los cargos, en función de las tasas de crecimiento del número de usuarios y demanda estimadas para el cálculo del VADE.

Artículo 71º. Cuando las componentes de costo de capital y de costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se calculen utilizando la potencia total extraída en el año anterior al inicio del período de cuatro años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes del VAST por concepto de crecimiento de la demanda.

En el caso de que no se disponga de la información antes mencionada, el Regulador podrá ajustar anualmente los cargos, en función de la tasa de crecimiento de la demanda estimada para el cálculo del VAST.

En el caso de las componentes del VAST correspondientes a pérdidas de potencia y energía, se procederá de la misma forma establecida en este Reglamento para las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución, sin considerar pérdidas no técnicas.

Artículo 72º. Los componentes de los VADE y de la Tasa de Conexión se calcularán para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el Regulador.

En el mismo estudio se calcularán las componentes del VAST para la totalidad de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. El Distribuidor podrá presentar una propuesta al

Regulador en relación con los componentes de VADE y VAST. El Regulador la elevará al Poder Ejecutivo junto con su evaluación. Las condiciones y plazos para la presentación de la propuesta por parte del Distribuidor serán establecidos por el Regulador.

TÍTULO III. TARIFAS DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES

CAPÍTULO I. TARIFAS DE SUMINISTRO

Artículo 73º. En la Zona de Servicio los montos que el Distribuidor podrá percibir de los Suscritores resultarán de la adición de sus compras en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, evaluadas según los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía en dicho mercado, incluido los cargos de trasmisión y servicios, del Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) y del Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), según corresponda al nivel de tensión a la cual se conecten.

La definición de la estructura tarifaria se realizará mediante fórmulas que reflejen la forma en que los precios de los componentes señalados se adicionan. Los cargos de potencia deberán reflejar el precio de adquisición de la potencia en el Mercado Mayorista, las pérdidas de potencia en las redes Subtrasmisión, y Media y Baja Tensión, y los valores agregados de Subtrasmisión y Media y Baja Tensión. Los cargos de energía reflejarán el Precio Equivalente de adquisición de la energía en el Mercado Mayorista y el costo de las pérdidas de energía en la red de distribución. La componente del cargo fijo de la tarifa tendrá en cuenta el costo eficiente de la actividad comercial.

CAPÍTULO II. TARIFAS MÁXIMAS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES

Artículo 74º. La tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador.

Artículo 75º. Las tarifas del servicio de distribución considerarán las componentes del VAST y del VADE determinadas según este Reglamento, las que se aplicarán de la misma forma en que se hubieren aplicado en la fórmula tarifaria del usuario en el caso que éste hubiera sido Suscritor del Distribuidor. Al respecto, se adoptarán los siguientes procedimientos para la aplicación de las componentes del VADE y VAST en la tarifa:

a) El costo fijo se determinará de acuerdo a lo definido en el Artículo 62.
b) El costo unitario correspondiente a los costos de capital y administración, operación y mantenimiento de la red de distribución se aplicará discriminado por nivel de voltaje y considerando el factor de participación de la potencia del usuario en la potencia máxima coincidente del Distribuidor.
c) Los costos correspondientes a las pérdidas de potencia y energía se aplicarán valorizando dichas pérdidas a los Precios Equivalentes de compra de potencia y energía del Distribuidor. Se asume que el Distribuidor compra la energía correspondiente a las pérdidas eficientes de su red.

Artículo 76º. Las tarifas del servicio de distribución determinadas siguiendo los criterios expuestos anteriormente se verificarán con el siguiente procedimiento:

a) Se adicionarán a los cargos del servicio de distribución los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía del Distribuidor.
b) Se verificará que los cargos tarifarios resultantes en a) serán iguales a los cargos tarifarios aprobados al Distribuidor para el suministro de electricidad con excepción del cargo fijo. Dicho cargo diferirá del costo eficiente aprobado al Distribuidor por los cargos correspondientes al proceso de lectura así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control.

Artículo 77º. Los Grandes Consumidores conectados a la red de distribución estarán vinculados al SMEC, gestionado por la ADME y definido por norma del Regulador.

TÍTULO IV. FIJACIÓN, PUBLICACIÓN Y AJUSTE DE TARIFAS

Artículo 78º. El Poder Ejecutivo fijará cada 4 (cuatro) años y publicará los valores iniciales de los VADE, VAST y Tasa de Conexión así como sus fórmulas de ajuste y la fecha de su entrada en vigencia. En la misma oportunidad, el Poder Ejecutivo fijará la estructura tarifaria, valores base y fórmulas de indexación de las tarifas aplicables al suministro del Servicio Público de Electricidad y al servicio de transporte en redes de distribución, por parte del Distribuidor.

Artículo 79º. Los componentes de las tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del servicio de transporte en redes de distribución, y sus fórmulas de reajuste, tendrán una vigencia de 4 (cuatro) años y, al interior de su período de vigencia, serán reformulados solo cuando las tarifas ajustadas dupliquen el valor inicial de las tarifas. Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, podrán ser reajustadas de acuerdo con los procedimientos vigentes.

Artículo 80º. El Distribuidor podrá solicitar al Poder Ejecutivo el reajuste de sus tarifas, en función de la variación de los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía, VADE, VAST, y Cargos de Trasmisión, de acuerdo con sus respectivas fórmulas de ajuste.

Los ajustes serán realizados en forma semestral, a partir de la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario.

SECCIÓN VI ESTRUCTURA TARIFARIA

Artículo 81º. La estructura tarifaria reflejará en forma simple, directa y explícita los costos económicos, establecidos por el mercado o bien regulados con criterio de eficiencia, de los componentes de generación, transporte y distribución. La misma reflejará los costos que los Usuarios de Distribución originan, independientemente de su carácter social o jurídico y del destino final dado a la energía que se consume.

Artículo 82º. La estructura tarifaria será aplicada por los Distribuidores para el suministro del Servicio Público de Electricidad y por el Servicio de Redes en redes de distribución a los Usuarios de Distribución conectados a dichas redes. La misma comprenderá las categorías tarifarias que podrán elegir los Usuarios de Distribución, sus condiciones de aplicación, y las fórmulas que establecen dicha estructura.

Artículo 83º. La estructura tarifaria será establecida por decreto del Poder Ejecutivo con asesoramiento preceptivo del Regulador. Dentro de los plazos establecidos a ese efecto por el Regulador, el Distribuidor presentará al mismo una propuesta de estructura tarifaria, la que será analizada y elevada al Poder Ejecutivo con las consideraciones que el Regulador estime pertinentes, junto con su propuesta final. Las propuestas deberán ajustarse a los principios y criterios establecidos en el presente Reglamento.

Artículo 84º. Conforme al comportamiento del consumo de electricidad o a los avances que se registren en las tecnologías disponibles comercialmente para la medición y control de los consumos, el Regulador podrá proponer al Poder Ejecutivo modificaciones a la estructura tarifaria. Las modificaciones a proponer pueden incluir la supresión o inclusión de opciones tarifarias, la variación de las fórmulas que definen la estructura y de los parámetros e índices considerados en la misma.

El Distribuidor podrá, asimismo, proponer el establecimiento de opciones tarifarias no contempladas en el pliego vigente, las que serán analizadas por el Regulador previo a su consideración por el Poder Ejecutivo.

Las modificaciones que el Poder Ejecutivo efectúe entrarán en vigencia con ocasión de la siguiente fijación cuatrienal de tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del Servicio de Redes en redes de distribución.

SECCIÓN VII CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 85º. Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio compatible con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador.

Artículo 86º. Compete al Regulador el desarrollo de la normativa de calidad del servicio de distribución, de conformidad con lo establecido en el numeral 2º del artículo 3º de la ley 16.832.

Asimismo controlará el cumplimiento de las normas de calidad del servicio de distribución establecidas, teniendo por su parte el Distribuidor la obligación de efectuar las campañas de relevamiento de información y la determinación de los indicadores que se definan en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución, poniéndolos a disposición del Regulador.

Artículo 87º. El no cumplimiento de las normas de calidad dará lugar a compensaciones a los Usuarios de Distribución por los perjuicios ocasionados por una calidad de servicio no adecuada a los criterios establecidos, a incluirse en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que el Regulador apruebe. Los montos y cálculos de estas compensaciones serán los definidos en esa normativa.

Artículo 88º. Se entiende por Calidad de Servicio la prestación por el Distribuidor de un servicio técnico y comercial a los Suscritores, o de un servicio técnico a los Usuarios de la Red de Distribución, con el objeto de suministrarles energía eléctrica o prestarles el servicio de transporte, en condiciones de operación que satisfagan los límites o rangos establecidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución. Estos valores serán evaluados periódicamente, en las condiciones que establezca el Regulador.

Artículo 89º. El Suscritor o Usuario del transporte tiene la responsabilidad de cumplir con los límites o rangos establecidos en la normativa específica, para un conjunto de variables eléctricas e índices técnicos, en el punto de conexión, como resultado de la operación de su instalación eléctrica y de los equipos o consumos que conecte a ella.

Artículo 90º. Se entiende por estado anormal de operación de un sistema eléctrico de Distribución a una condición de operación en que la suficiencia y seguridad de sus instalaciones eléctricas no permiten abastecer en forma íntegra y continua los consumos de sus usuarios, cuando se produzcan perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen externo a la empresa de distribución, tales como:

a) Acción directa de fenómenos de la naturaleza que por su gran magnitud - rayos, vientos huracanados, inundaciones masivas -, debidamente probada al Regulador, que afectare directamente las instalaciones eléctricas de una empresa de distribución, en una magnitud y duración que interrumpe la operación de las instalaciones eléctricas del sistema eléctrico de distribución en una proporción de subestaciones o líneas superior al 20% (veinte por ciento) de las instalaciones;
b) Ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos externos que se encuentran interconectados con la empresa de Distribución y que afecten las subestaciones de poder de Alta a Media Tensión, interrumpiendo la continuidad del flujo de potencia a través de ellas;
c) Toda otra condición que sea calificada de fuerza mayor

Artículo 91º. En el estado anormal de operación a que se refieren los literales a) y c) del artículo anterior, no serán aplicables las normas de Calidad de Servicio de Distribución en el área afectada del Distribuidor.

En el estado anormal de operación a que se refiere el literal b) del artículo anterior, serán aplicables las condiciones particulares establecidas en las normas de Calidad de Servicio de Distribución en la zona afectada.

Artículo 92º. Serán consideradas de forma especial las interrupciones de servicio o mala calidad del producto causadas por trabajos programados debidamente comunicados, de acuerdo a las condiciones que se establecerán en la correspondiente normativa.

Artículo 93º. Las normas de Calidad de Servicio de Distribución comprenden:

a) Calidad del producto técnico suministrado
b) Calidad del servicio técnico prestado
c) Calidad del servicio comercial prestado

Artículo 94º. La calidad del producto técnico se refiere al nivel de tensión en el punto de conexión y a las perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas).

La calidad de servicio técnico se refiere a la frecuencia y duración de interrupciones de suministro, expresadas a través de índices globales (individual promedio) e individuales.

La calidad del servicio comercial se refiere a la calidad de atención al usuario en sus distintos aspectos y formas, tales como en los locales de atención comercial y sistema de telegestión, tiempos para responder a pedidos de conexión, errores de facturación, demoras en la atención de las reclamaciones, tiempos para la restitución de suministros cortados y resolución de quejas.

Los indicadores que miden la calidad del producto técnico, la calidad de servicio técnico y la calidad de servicio comercial, la forma de registrarlos e informarlos y los valores límites que no deben ser sobrepasados y que dan origen a compensaciones a los Usuarios de Distribución, serán establecidos por el Regulador.

Artículo 95º. El Distribuidor no estará obligado a brindar el servicio con una calidad superior a los estándares establecidos en la normativa correspondiente. En caso de que el Usuario de Distribución requiera una calidad especial, será de su exclusiva responsabilidad adoptar las medidas necesarias para lograrla, pudiendo celebrar acuerdos especiales al respecto, con el Distribuidor o Comercializador. Será deber del suministrador adoptar las providencias necesarias para no afectar la calidad de serviciodel resto de los Usuarios de Distribución.

Se entenderá que un Usuario de Distribución exige una calidad especial cuando la misma supere cualquiera de los estándares máximos señalados en la correspondiente normativa.

Artículo 96º. Los índices de calidad definidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución se establecerán por zona geográfica y características de las instalaciones.

Las compensaciones a los Usuarios de Distribución se establecerán en función de la energía no vendida de acuerdo al costo de falla por tipo de cliente de distribución. No se considerará el lucro cesante.

Artículo 97º. La normativa de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador se implementará por etapas según el cronograma que el mismo establezca, quien asimismo fijará los requisitos a cumplir y las acciones adoptar por el Distribuidor, en especial las atinentes a la instrumentación de medios de registro y de procesamiento de información relevante para el control de calidad, así como establecerá los índices y límites que rijan en cada una de las etapas.

Artículo 98º. Hasta tanto no entre en vigencia la normativa de Calidad de Servicio de Distribución a aprobarse, regirán las disposiciones y las compensaciones que UTE aplica a sus clientes, vigentes a la fecha de aprobación del presente Reglamento.

SECCIÓN VIII. CONCESIONES

Artículo 99º. Mediante resolución expresa, y previa opinión de la UTE y el Regulador, el Poder Ejecutivo podrá otorgar en régimen de concesión a empresas eléctricas el servicio de distribución, en áreas delimitadas. Las obligaciones y derechos del concesionario, incluido el régimen de precios para la adquisición y venta de energía eléctrica, así como las penalidades por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio de Distribución, serán los establecidos en las disposiciones legales y reglamentarias relativas a la distribución que estén vigentes a la fecha de su otorgamiento, y sus modificaciones posteriores, y en el contrato de concesión. El contrato

de concesión remitirá a dichas normas legales y reglamentarias en lo referente a las obligaciones y derechos de las partes.

SECCIÓN IX. SERVIDUMBRES

Artículo 100º. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24 del Decreto-ley N° 14.694, los edificios sobre cuyos frentes sea necesario pasar o fijar líneas de distribución se encuentran sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito. También lo están los bienes de uso público nacional o municipal y terrenos particulares en zonas no edificadas cuando sea necesario para ejecutar obras de instalación, puesta en funcionamiento, mantenimiento de líneas aéreas y subterráneas y su permanencia en el espacio o subsuelo.

Artículo 101º. Las instalaciones observarán, en lo pertinente, las disposiciones de las Intendencias, de acuerdo con el segundo inciso del artículo 25 del Decreto-ley N° 14.694 citado.

Artículo 102º. Siguiendo lo dispuesto en el inciso primero del artículo 25 mencionado, el Distribuidor ejecutará las obras de manera de prevenir todo peligro para las personas y las cosas, evitando perjuicios a la propiedad y conciliando los derechos del propietario, dejando a salvo la acción por daños y perjuicios. Con el mismo objetivo, el Distribuidor efectuará el mantenimiento de las instalaciones.

Artículo 103º. En el caso de abandono de las instalaciones el Distribuidor deberá retirarlas y restituir la propiedad a su estado primitivo.

Artículo 104º. La indemnización por daños y perjuicios será por aquellos que sean consecuencia de las servidumbres, sin que la reclamación por los propietarios, pueda impedir o retardar la efectividad de las servidumbres.

SECCIÓN X INSTALADORES AUTORIZADOS

Artículo 105. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 27 del Decreto-ley N° 14.694, las instalaciones requeridas para utilización de energía eléctrica en el interior de los inmuebles públicos y privados, deberán ser efectuadas por cuenta de los Usuarios de Distribución, por personas o empresas idóneas que autoricen las Intendencias, debiendo ajustarse a las normas que en la materia dicte el Regulador en ejercicio de su competencia establecida en el numeral 2) del artículo 3° de la Ley N° 16.832. Tales normas se revisarán y actualizarán periódicamente. Hasta tanto no sean sancionadas, regirán las existentes y lo establecido en el presente Reglamento.

Artículo 106º. El Poder Ejecutivo, con el asesoramiento del Regulador y la opinión de UTE y las Intendencias, determinará la fecha a partir de la cual las Intendencias comenzarán a ejercer la competencia referida en el inciso anterior.

El Regulador propondrá al Poder Ejecutivo las calificaciones mínimas de idoneidad que deben tener los instaladores eléctricos que realicen instalaciones interiores.

Las Intendencias formularán un listado con los instaladores autorizados en su territorio.

Quien solicite servicio en la propiedad cuya instalación interior va a efectuarse, es el responsable de contratar a un instalador autorizado, y éste será, a su vez, responsable del cumplimiento de las normas y procedimientos regulados. El propietario debe mantener en su poder un plano de las instalaciones firmado por el instalador y una copia de la recepción conforme de las obras.

SECCIÓN XI DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TÍTULO I. DEFINICIÓN DE ZONAS ELECTRIFICADAS INICIALES

Artículo 107º. El Distribuidor tendrá el plazo de un año para solicitar ante el Regulador las zonas electrificadas, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. El Distribuidor acompañará los antecedentes y planos que el Regulador especificará, pudiendo utilizarse a este efecto bases electrónicas de datos geo-referenciadas. El Regulador establecerá un procedimiento para

actualizar la base de datos y la definición de las zonas electrificadas, considerando la incorporación de las expansiones de las Instalaciones de Distribución.

TÍTULO II. CONTRATOS INICIALES

Artículo 108º. Para el período de transición inicial y previo a la puesta en marcha del Mercado Mayorista, se establecerán los Contratos y Convenios Internos Iniciales para la generación existente de UTE y Salto Grande, con las características del Mercado de Contratos a Término que establece el Reglamento del Mercado Mayorista. Tanto los Contratos y Convenios Iniciales como los contratos acordados por UTE previo al inicio del MMEE o en proceso de licitación previo a la entrada en vigencia del presente Reglamento, serán considerados contratos preexistentes y autorizados a transferir a tarifas del Distribuidor, en la medida que resulten aprobados por el Regulador.

Artículo 109º. El cálculo del Precio Equivalente de adquisición de energía a que se refiere este Reglamento, se determinará según los siguientes procedimientos para los contratos indicados en el artículo anterior:

a) Contratos tipo respaldo con generación nacional: la fórmula de cálculo del Precio Equivalente de compra de energía del contrato a trasladar a tarifas deberá considerar las cantidades esperadas de compra de energía en el contrato según los resultados de la Programación Estacional de Largo Plazo. Dicha energía se valorizará al precio de la energía establecido en el contrato.

b) Contratos de importación tipo respaldo: Para el cálculo del Precio Equivalente de compra de energía del contrato de importación a trasladar a tarifas se deberá considerar el Despacho previsto de la importación correspondiente al Contrato según los resultados de la Programación Estacional de Largo Plazo. Dicha compra de energía de importación se valorizará de acuerdo a lo establecido en el contrato; los precios Spot previstos para el Mercado Eléctrico Mayorista argentino serán los adoptados en la Programación Estacional de largo plazo.

c) La energía correspondiente a la potencia del Contrato de Respaldo que no resulte convocada, será considerada comprada por el Distribuidor en el Mercado Spot al correspondiente precio estabilizado.

TÍTULO III. PRIMERA FIJACIÓN DE TARIFAS

Artículo 110º. Dentro de un plazo de 6 (seis) meses a contar de la publicación de este Reglamento, el Regulador propondrá al Poder Ejecutivo fórmulas tarifarias transitorias de suministro de electricidad, Tasas de Conexión y tarifas del servicio de transporte en redes de distribución, de acuerdo con los criterios, metodología y estructura que este Reglamento define para establecer valores meta de los diferentes cargos y tarifas que dependen de los VADE. Los valores meta se alcanzarán en el período que va desde la publicación de las tarifas provisorias hasta la publicación de las tarifas de la primera fijación, a través de la aplicación de factores de convergencia que multiplicados por valores iniciales lleven a estos a dichos valores meta mediante ajustes escalonados periódicamente. Esta primera fijación se realizará una vez establecida la duración del periodo de transición.

Los valores iniciales y los valores meta de los diferentes cargos y tarifas que dependen del VADE tomarán en cuenta el estudio de costos ya contratado por el Distribuidor, y supervisado por el Regulador. El Regulador revisará los estudios, formulará las observaciones que le parezcan oportunas y elevará un informe al Poder Ejecutivo, que deberá ser de acceso público. El Poder Ejecutivo, previa opinión del Regulador, fijará y publicará las tarifas de distribución y las fórmulas de ajuste así como su fecha de entrada en vigencia.

ANEXO: REMUNERACIONES TRANSITORIAS DE LAS INSTALACIONES DE TRASMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Nota: Al respecto ver decretos ulteriores sobre remuneraciones.

Decreto Nº 278/002- Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica

De 28 de junio de 2002, publicado en D.O. el 30 de julio de 2002. – *Se aprueba el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica*

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución;

RESULTANDO:

I) que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y el Decreto-ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas -UTE), con las modificaciones introducidas por la Ley N° 16.211 de 1° de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico (ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

III) que dicha ley, en su carácter de "ley marco", consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

IV) que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto, de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), aprobado por el Decreto N° 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

V) que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley N° 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), aprobado por el Decreto N° 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

CONSIDERANDO:

I) que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la UREE y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de Trasmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II) que el Reglamento de Trasmisión tiene por objeto establecer las disposiciones, criterios y procedimientos comunes referidos al servicio de trasmisión, y el servicio de red del distribuidor en lo pertinente, regulando los derechos y obligaciones de la ADME, de los trasmisores y los usuarios de la red, el acceso y conexión de instalaciones, la planificación y expansión del sistema de trasmisión, y estableciendo su régimen tarifario, de calidad y de uso de espacios públicos y privados, todo ello con la finalidad de lograr un sistema de transporte de energía eléctrica que se caracterice por su desempeño eficiente, con calidad y seguridad técnica y ambiental, con tarifas justas y razonables, y sustentabilidad económica, que garantice a su vez el acceso abierto a sus instalaciones;

III) que es necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del citado Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica y sus correspondientes Anexos;

ATENTO: a lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4° de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Apruébase el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica con sus Anexos, que se considera parte de este Decreto.

Artículo 2°. Aquellas disposiciones del Reglamento de Trasmisión para cuya aplicación se requiera la previa aprobación de las tarifas de los servicios de trasmisión conforme a la metodología establecida en el mismo, entrarán en vigencia una vez cumplida dicha aprobación por el Poder Ejecutivo. Hasta tanto se dicte dicho acto de aprobación, regirá el Anexo XI adjunto.

Artículo 3°. Hasta la constitución de la ADME la facturación de los peajes estará a cargo de los Trasmisores y Distribuidores, en base a facturas que deriven de la aplicación de las tarifas vigentes, según parámetros establecidos por el Despacho Nacional de Cargas. Las facturas tendrán frecuencia mensual, con un plazo de pago de 15 (quince) días corridos. La mora e intereses máximos a aplicar serán los mismos que rigen para las tarifas de suministro de energía eléctrica.

Artículo 4º. Hasta la constitución de la ADME, las atribuciones y deberes asignados por el Reglamento de Trasmisión a su DNC, serán asumidos por el DNC operado por UTE.

Artículo 5°. Comuníquese, publíquese, etc.

REGLAMENTO DE TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA

SECCION I DISPOSICIONES GENERALES

TITULO I. OBJETO

Artículo 1°. El objeto general del Reglamento de Trasmisión es establecer las disposiciones, criterios y procedimientos comunes a la ADME, a cada empresa que presta el servicio de Trasmisión y a cada usuario de la red, en lo referente a derechos y obligaciones de las partes, acceso y conexión, planificación y expansión, régimen tarifario, Criterios de Desempeño Mínimo, calidad de Servicio de Trasmisión y uso de espacios públicos y privados. Asimismo, normará el servicio de redes prestado por el Distribuidor en lo que sea pertinente. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de Derecho aplicables.

Artículo 2°. Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

a) Establecer los deberes y potestades de la ADME a ejercerse a través del DNC, derechos y obligaciones de un Trasmisor y de un Agente que sea Usuario Directo o Indirecto del Sistema de Trasmisión, clarificando los límites de responsabilidades entre el DNC y un Trasmisor, y entre un Trasmisor y los usuarios de su red.

b) Establecer los procedimientos y requerimientos a cumplir por un Agente para conectar nuevo equipamiento a la red, así como los procedimientos y criterios para garantizar el libre acceso.

c) Establecer los criterios técnicos y económicos para los estudios de planificación del Sistema de Trasmisión y el plan de inversiones e incorporación de nuevas Instalaciones de Trasmisión.

d) Establecer la metodología para calcular los ingresos regulados de los Trasmisores como reconocimiento de sus inversiones y sus gastos de operación y mantenimiento, y la metodología para los cargos a pagar por los Agentes en concepto de conexión y peajes de Trasmisión.

e) Establecer los parámetros de operación y diseño de la red que deben ser respetados para garantizar una calidad de desempeño mínimo.

f) Establecer los criterios y alcance del régimen de calidad del servicio para un Trasmisor.

g) Establecer los derechos y los cargos de Trasmisión asociados al uso por terceros del servicio de redes prestado por un Distribuidor.

h) Establecer los criterios sobre el uso de los espacios públicos y privados, el tratamiento de las servidumbres y las obligaciones a cumplir por los Trasmisores.

TITULO II. AMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 3°. El presente Reglamento normará el Servicio de Trasmisión prestado en el país y, en lo que corresponda, el de redes realizado por un Distribuidor a agentes Productores u otros Distribuidores, quedando excluido aquel prestado a través de instalaciones explotadas y administradas por organismos internacionales.

Artículo 4°. El ámbito subjetivo de su aplicación incluirá a:

a) la ADME y su DNC
b) Los Agentes Generadores, Distribuidores, y Grandes Consumidores conectados o que desean conectarse directamente o indirectamente a la Red de Interconexión; y cuando corresponda sus Comercializadores.
c) Los Agentes Trasmisores.
d) El Regulador.

Artículo 5°. El acceso, la expansión de redes de Distribución y el régimen tarifario de éstas para Grandes Consumidores, así como el acceso y la expansión de las mismas para Generación Distribuida, se regirán por lo establecido en el Reglamento de Distribución.

Artículo 6°. El Regulador aprobará el detalle de plazos, procedimientos, datos, formatos y características particulares de estudios o metodologías para la implementación del presente Reglamento. Dicho detalle se desarrollará en Anexos, de obligatorio cumplimiento para los sujetos mencionados en el artículo 4º.

Artículo 7°. El contenido de los Anexos deberá ajustarse completamente, en sus detalles y en los resultados que de él deriven, a los principios, criterios y procedimientos que establece el presente Reglamento.

TITULO III. APLICACION DEL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

Artículo 8°. Las interpretaciones relevantes que el Regulador realice el presente Reglamento deberán ser incluidas en el Informe de Seguimiento del Reglamento de Trasmisión. Las mismas deberán realizarse asegurando el cumplimiento de los objetivos establecidos en el presente Reglamento.

Si ello lo ameritare, el Regulador, con base en la interpretación realizada, formulará una propuesta de ajuste al Reglamento de Trasmisión

TITULO IV. PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIONES Y SOLUCION DE CONTROVERSIAS.

CAPITULO I. RECLAMACIONES

Artículo 9°. Las diferencias que puedan suscitarse en virtud de la actuación de los sujetos vinculados a la actividad de trasmisión, admitirán un pronunciamiento del Regulador, cuando ello corresponda en ejercicio de su competencia de contralor del marco normativo del sector eléctrico.

En caso de que dicho pronunciamiento se emita a instancia de parte, se dará vista a los demás sujetos implicados y, si se ofreciere prueba, una vez diligenciada la misma, se otorgará nueva vista previo al pronunciamiento del Regulador.

El procedimiento se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto Nº 500/91 de 27 de setiembre de 1991.

CAPITULO II. ARBITRAJE

Artículo 10°. Cuando lo estime pertinente, y la importancia del asunto en controversia lo justifica, el Regulador podrá proponer la constitución de Tribunal Arbitral según el procedimiento previsto en el numeral 5) del artículo 3º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, el que actuará en el marco de lo establecido en los artículos 472 y siguientes del Código General del Proceso.

El sometimiento de la controversia a arbitraje también podrá ser acordado por iniciativa propia de los sujetos de la actividad regulada por este Reglamento.

TITULO V. MODIFICACION DEL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

Artículo 11°. El presente Reglamento y sus Anexos se deberán adaptar a los cambios que surjan en el Servicio de Trasmisión, a los requerimientos de Interconexiones Internacionales, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y a los cambios tecnológicos que se produzcan.

Para ello, y sin perjuicio de la potestad del Poder Ejecutivo para introducir modificaciones que estime necesarias, se establece un procedimiento de modificación del presente Reglamento y sus Anexos sobre la base de propuestas debidamente fundadas en uno o más de los siguientes motivos:

a) Existen situaciones que afectan al Sistema de Trasmisión y que no fueron previstas en el Reglamento de Trasmisión vigente y sus Anexos

b) La experiencia en la aplicación del Reglamento y sus Anexos demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o inconsistencias entre Reglamentos.

c) En la aplicación e implementación del Reglamento y sus Anexos surgen conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle

El procedimiento de modificación de los reglamentos requerirá:

d) Un procedimiento de evaluación anual

e) La presentación de propuestas de modificación

f) Un procedimiento de evaluación de propuestas

g) El pronunciamiento del Regulador

Artículo 12°. Anualmente el Regulador deberá realizar una evaluación del funcionamiento del Reglamento de Trasmisión y sus Anexos, con el objeto de maximizar la eficiencia operativa, la expansión eficiente y la seguridad del SIN.

Antes del 30 de octubre de cada año el Regulador deberá recibir los siguientes informes con análisis de la aplicación del presente Reglamento con sus Anexos y, de ser necesario, propuestas de modificación:

a) Informe del DNC sobre los resultados y problemas en la implementación y aplicación del Reglamento de Trasmisión y sus Anexos, en particular lo referido a la administración eficiente de la calidad del Sistema de Trasmisión, eficiencia y seguridad y coordinación en la operación, restricciones activas en la red y su impacto en la operación y el abastecimiento, administración transparente del acceso no discriminatorio de nuevas demandas o nueva generación y la administración de Interconexiones Internacionales. El DNC podrá presentar propuestas de modificación sobre la base de su conocimiento y experiencia en la administración centralizada del sistema, las circunstancias detectadas en la implementación del Reglamento y sus consecuencias en la operación del sistema.

b) Informes de los Trasmisores o Distribuidores que cumplan con el Servicio de Red sobre problemas en la coordinación de la operación de su red e intercambios de información, conflictos por acceso abierto, y todo otro problema o conflicto que haya surgido en la aplicación o interpretación del Reglamento de Trasmisión y sus Anexos. Los informes podrán incluir propuestas de modificación sobre la base de su conocimiento y experiencia de la Red de Interconexión bajo su responsabilidad, la actividad y Servicio de Trasmisión y sus obligaciones de calidad.

c) Propuestas de modificación del Reglamento o sus Anexos por parte de los Agentes afectados, desde su visión de usuarios de la red y la calidad pretendida del Servicio de Trasmisión así como requerimientos futuros de nuevas conexiones y expansiones.

Artículo 13°. El Regulador, que también podrá formular una propuesta propia, evaluará los informes y las propuestas de modificación y, de considerar que es conveniente la realización de un estudio para el ajuste del Reglamento o sus Anexos, promoverá la integración de un Comité de Reforma del Reglamento de Trasmisión, integrado por representantes de los Agentes, el DNC y el Regulador.

Dicho Comité llevará a cabo las siguientes tareas:

a) Evaluar si existen motivos y circunstancias que justifiquen los ajustes propuestos.

b) Analizar y emitir un informe preliminar al respecto, en su opinión sobre las propuestas de modificación y alternativas que estime pertinentes.

c) Someter el informe a consulta del DNC y de los Agentes durante un plazo de 20 (veinte) días hábiles, dándose noticia de ello mediante publicación en el Diario Oficial, y publicándose el informe y sus antecedentes en la página Web del Regulador y del DNC.

El plazo se computará a partir del día siguiente de realizada la primera publicación referida.

d) Analizar las observaciones y producir un informe final de ajuste al Reglamento de Trasmisión, indicando si existe necesidad de dicho ajuste y, de ser así, describiendo las modificaciones sugeridas al Reglamento o sus Anexos y su justificación. El informe incluirá también las propuestas originales analizadas, las observaciones recibidas al informe preliminar, identificando las sugerencias que no fueron aceptadas y el motivo del rechazo.

e) Elevar el informe final de ajuste al Regulador, con copia al DNC, debiendo publicarse el mismo en el sitio Web del Regulador.

El Regulador, al crear el Comité, determinará su conformación, y establecerá el plazo en que éste deberá expedir el informe preliminar y el informe final.

Luego del análisis del informe final de ajuste al Reglamento de Trasmisión o sus Anexos, el Regulador decidirá su aprobación o rechazo.

En caso de aprobación, el Regulador elevará al Poder Ejecutivo, las propuestas de ajuste del Reglamento y aprobará, si no dependieren de esas propuestas, las modificaciones a los Anexos. Si dependieren de ellas, aprobados los ajustes al Reglamento por el Poder Ejecutivo, el Regulador hará lo propio con los Anexos. En caso de que el Regulador rechazare el informe final, igualmente lo elevará al Poder Ejecutivo junto con su evaluación, explicitándose los motivos que fundaron su desaprobación.

De todo lo actuado informará al MIEM y a la ADME a través del DNC, haciéndoselo público en el sitio Web del Regulador y del DNC.

Artículo 14°. Luego de cada modificación del Reglamento, deberá elaborarse el nuevo texto ordenado del mismo, incorporando dicha modificación, el que deberá publicarse con los Anexos vigentes en el sitio Web del Regulador.

SECCION II DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

TITULO I. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS TRASMISORES

Artículo 15°. Una empresa que provee el Servicio de Trasmisión tendrá los siguientes derechos:

a) Recibir una remuneración por el uso de sus instalaciones, establecida de acuerdo al Marco Regulatorio.

b) Negarse a realizar una maniobra requerida por el DNC, cuando ella pondría en peligro la seguridad de su equipamiento o personal. En tal caso, deberá avisar inmediatamente al DNC que no realizará la maniobra o desconexión, expresando el motivo que lo justifica.

c) Solicitar al Regulador la autorización para desconectar todo equipamiento, o no realizar la conexión, de sus Usuarios Directos o Indirectos que afecten el funcionamiento y la calidad de su sistema, por no cumplir los estándares técnicos de diseño u operación o afectar los compromisos que resultan de su régimen de calidad.

d) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento, con derecho a presentar observaciones al Programa Anual de Mantenimiento que coordine el DNC, y a recibir explicaciones satisfactorias sobre la modificación a sus requerimientos, de acuerdo a lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

e) Presentar observaciones a los programas de operación o maniobras ordenadas por el DNC y recibir una respuesta fundada del mismo. La presentación de observaciones no releva al Trasmisor de ejecutar las instrucciones emitidas por el DNC, excepto en los casos en que se afecte su seguridad de acuerdo a lo ya indicado en el literal b).

f) Establecer y presentar al DNC para su aprobación, la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante ello, los límites de capacidad de las líneas de Trasmisión resultantes de aplicar los Criterios de Desempeño Mínimo, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el DNC de acuerdo a los criterios y procedimientos que establece el presente Reglamento y sus Anexos.

g) Definir conjuntamente con los usuarios los Convenios de Uso del Sistema de Trasmisión.

Artículo 16°. Una empresa que provee el Servicio de Trasmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

a) Operar sus instalaciones siguiendo estrictamente las instrucciones que imparta el DNC, incluyendo cualquier maniobra que implique modificaciones a las transferencias de potencia por sus líneas y demás equipos, excepto si ello pone en peligro la seguridad de su equipo o personal.

b) Prestar el Servicio de Trasmisión, permitiendo el acceso no discriminatorio de terceros a la capacidad de transporte de energía eléctrica de sus sistemas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, a cambio de los Cargos de Trasmisión que de ello surjan, en los términos del Marco Regulatorio vigente para el Sector Eléctrico.

c) Establecer los límites de trasmisión dentro de los cuales se puede prestar el Servicio de Trasmisión respetando los criterios de desempeño mínimo.

d) Disponer los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.

e) Permitir el acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designen el DNC y el Regulador.

f) Presentar al DNC sus necesidades de mantenimiento, participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento que este órgano convoque, y cumplir los programas de mantenimiento que el DNC establezca.

g) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en todas sus instalaciones, siguiendo las normas establecidas por el Regulador y lo establecido en el presente Reglamento y sus Anexos.

h) Determinar las instalaciones de los usuarios que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión al Sistema de Trasmisión y notificarlo al DNC.

i) Cumplir el régimen de calidad de servicio que surge de este Reglamento, sus Anexos y las disposiciones que adopte el Regulador.

j) Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.

k) Presentar en plazo y forma al Regulador toda la información requerida por éste, siguiendo los criterios establecidos en el presente Reglamento, sus Anexos, y las resoluciones que dicte el Regulador.

l) Suministrar en tiempo y forma al DNC la información requerida para el control de las ampliaciones y conexiones al Sistema de Trasmisión, la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo su

función de operación y administración, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 17°. UTE, en su calidad de Trasmisor a cargo de las Ampliaciones de Beneficio General, será responsable de elaborar el Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión.

TITULO II. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Artículo 18°. Los Usuarios del Sistema de Trasmisión tendrán los siguientes derechos en su relación con las empresas que brindan el Servicio de Trasmisión:

a) Conectarse a las instalaciones de la Red de Interconexión en uno o más puntos respetando para ello las normas y procedimientos que a tales efectos establezca el Regulador, y las disposiciones que establecen este Reglamento y sus Anexos, pagando por este servicio los Cargos de Trasmisión.

b) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales con el Trasmisor y las que surjan del presente Reglamento y sus Anexos.

c) Definir conjuntamente con el Trasmisor los Convenios de Uso.

d) Ser informados de los programas de mantenimiento de la red que utilizan, y presentar observaciones requiriendo modificaciones cuando dichos mantenimientos afecten la seguridad de abastecimiento.

e) Requerir las ampliaciones que permiten reducir la congestión, mejorar su conexión, o cumplir con los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos, así como solicitar la ejecución en tiempo y forma de las ampliaciones autorizadas.

Artículo 19°. Los Usuarios del Sistema de Trasmisión tendrán las siguientes obligaciones en su relación con las empresas que brindan el Servicio de Trasmisión:

a) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en sus instalaciones y las condiciones técnicas que habilitan su conexión, siguiendo las normas establecidas por el Regulador y lo establecido en el presente Reglamento y sus Anexos.

b) Pagar en tiempo y forma los cargos que resulten por el Servicio de Trasmisión, de acuerdo a lo establecido en el Marco Regulatorio vigente para el Sector Eléctrico.

c) Cumplir en la operación y en el diseño de equipamiento de conexión con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.

d) Informar al Trasmisor de sus requerimientos de ampliaciones con la debida anticipación.

TITULO III. PODERES Y DEBERES DE LA ADME A TRAVES DEL DNC

Artículo 20°. La ADME, a través de su DNC, constituye la máxima autoridad operativa en cualquier estado del sistema. El DNC cumplirá tal función con autonomía técnica.

Artículo 21°. La ADME, a través del DNC, tendrá con relación a los usuarios y Trasmisores los siguientes poderes jurídicos:

a) Adoptar en salvaguarda del sistema, medidas que afecten a los usuarios, tales como cortes de carga o desconexión de generación, o decidir la auditoría de los equipamientos de los usuarios, de acuerdo a procedimientos y criterios que se establecen en Anexo.

b) Otorgar autonomía de actuación a centros de operación bajo su dependencia operativa, cuando las circunstancias lo justifiquen, manteniendo su responsabilidad por la gestión centralizada.

c) Validar y corregir los estudios que definan límites de operación, restricciones operativas, y criterios operativos presentados por cualquier usuario o trasmisor.

d) Coordinar las investigaciones de contingencias, solicitando las informaciones y evaluaciones requeridas a los agentes que han participado de las mismas.

e) Solicitar la información requerida sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el SIN.

f) Supervisar y validar los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control que involucren a más de un usuario o a Trasmisores.

Artículo 22°. La ADME, a través del DNC, tendrá los siguientes deberes con respecto al Servicio de Trasmisión:

a) Asumir las responsabilidades por las decisiones operativas o sobre uso de la capacidad de Trasmisión que adopte.
b) Informar a los usuarios de manera transparente sobre los resultados operativos.
c) Elaborar informes oficiales de las contingencias que se producen en el SIN.
d) Controlar el cumplimiento del acceso abierto.
e) Informar al Regulador sobre cualquier incumplimiento del presente Reglamento.

TITULO IV. CONVENIOS DE USO DEL SISTEMA DE TRASMISION

Artículo 23°. Para que un Agente del mercado pueda conectarse al Sistema de Trasmisión, deberá contar en cada conexión con un Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión (en adelante Convenio de Uso) con el Trasmisor al cual conecta físicamente sus instalaciones para entregar y recibir energía a través del Sistema de Trasmisión. Dicho convenio incorporará los aspectos legales, técnicos y económicos que, como derechos y obligaciones, deben ser observados por las partes dentro del marco normativo aplicable. El Convenio de Uso deberá registrarse en el DNC y ser informado al Regulador.

Este Convenio de Uso será también de aplicación a los agentes productores o distribuidores que se conectan a la Red de Interconexión de un Distribuidor.

En el Anexo Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión del presente Reglamento se describen las características y contenido del Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión.

Artículo 24°. El Trasmisor sólo podrá permitir la energización de una conexión luego de haber firmado el correspondiente Convenio de Uso. Del mismo modo, el DNC no habilitará a un Agente a operar en el SIN hasta tanto el Trasmisor le notifique que tal Agente cuenta con los Convenios de Uso necesarios.

Cualquier aspecto específico o particular concerniente a la conexión que requiera ser acordado en el Convenio de Uso, es de libre decisión de las partes siempre que no contradiga lo establecido en el presente Reglamento y sus Anexos.

Artículo 25°. En caso de que, por cualquier razón, se hubiere vencido el plazo de vigencia del Convenio de Uso, manteniéndose la conexión, las partes tendrán un plazo de 40 (cuarenta) días hábiles para acordar un nuevo convenio. Mientras no se logre dicho acuerdo, a efectos de dar continuidad a la operación, seguirá rigiendo lo establecido en el convenio anterior.

Artículo 26°. En caso que un Agente no logre acordar los términos del Convenio de Uso con el Trasmisor, una o ambas partes podrán recurrir al Regulador, entregando toda la documentación respectiva en su poder y la identificación de las razones de la falta de acuerdo. El Regulador determinará las condiciones de conexión y uso que serán de aplicación.

Los actuales Usuarios del Sistema de Trasmisión dispondrán de un plazo de un año para acordar los convenios respectivos.

TITULO V. DESCONEXION DEL USUARIO

Artículo 27°. Si alguna instalación produjere un efecto adverso sobre el Sistema de Trasmisión, o sobre alguna instalación de otro usuario, el Trasmisor deberá notificarlo al usuario propietario de la misma, informando la naturaleza de la irregularidad, indicando las medidas correctivas que se requirieren y el plazo dentro del cual debe corregir la situación. Si transcurrido tal plazo la situación no fue corregida, el Trasmisor deberá notificar de lo actuado al Regulador e informar al DNC, solicitando al primero la desconexión de ese usuario.

Dentro de los 10 (diez) días hábiles de recibida la notificación, el Regulador deberá pronunciarse sobre si tal irregularidad constituye o no, un cumplimiento al presente Reglamento o al Convenio

de Uso, y en el primer caso si procede la desconexión inmediata. En ausencia de respuesta en ese plazo se considerará que el Regulador convalidó la apreciación del Trasmisor en lo atinente a la existencia de la irregularidad.

En los casos en que el Regulador resuelva que la irregularidad constituye un incumplimiento del presente Reglamento, o del Convenio de Uso, el Trasmisor instará al usuario a llevar a cabo las medidas correctivas pertinentes dentro de un plazo no mayor que 15 (quince) días hábiles. El usuario deberá notificar al Trasmisor y al Regulador cuando haya finalizado las tareas correspondientes y corregido la situación.

Si el usuario no efectuara las medidas correctivas dentro del plazo establecido en el inciso precedente, el Trasmisor podrá desconectar sus instalaciones, debiendo notificar al DNC, al Regulador y al usuario con una anticipación no menor que 3 (tres) días hábiles.

Una vez recibida la comunicación del usuario sobre la corrección de la irregularidad, el Trasmisor deberá en el menor plazo posible restablecer la conexión del mismo, si fue desconectado, y comunicar inmediatamente la situación al Regulador y al DNC.

Artículo 28°. Si la irregularidad pusiera en serio riesgo la seguridad de personal o de equipos del SIN el Trasmisor podrá proceder a desconectar al Usuario y notificar la decisión de inmediato al Regulador y al DNC.

En el caso de que el Trasmisor haya desconectado por seguridad al usuario, el Regulador deberá analizar la gravedad de la irregularidad para verificar si la desconexión sin su previa autorización fue justificada. En caso de decidir que no lo fue, el Regulador podrá aplicar al Trasmisor las sanciones que correspondan.

Artículo 29°. La fecha de cese de uso de una conexión deberá ser comunicada por el usuario al Trasmisor con un mínimo de 12 (doce) meses de anticipación. El cese de uso antes de cumplido dicho plazo mínimo, dará derecho al Trasmisor de cobrar los Cargos de Trasmisión por los meses que resten hasta cumplir los 12 (doce) meses contados a partir de la notificación, salvo acuerdo diferente entre las partes.

SECCION III ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRASMISION

TITULO I. CRITERIOS GENERALES

CAPITULO I. REGIMEN DE ACCESO EN TRANSMISION CENTRAL Y ZONAL

Artículo 30°. Las instalaciones de trasmisión y distribución se regirán por un régimen de libre acceso no discriminado a la capacidad de trasmisión de las mismas que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada, según lo establecido en el artículo 12 de la Ley Nº 16.832.

CAPITULO II. ACCESO DE AGENTES CONSUMIDORES A LA RED DE INTERCONEXION

Artículo 31°. Los Agentes Consumidores conectados dentro del país tienen igual derecho de acceso al Sistema de Trasmisión, sin que existan prioridades entre ellos.

Los Distribuidores tendrán acceso a la capacidad remanente de la Red de Interconexión de otro Distribuidor.

Los Agentes Consumidores tendrán el uso exclusivo sobre las ampliaciones de su propiedad definidas con tal carácter.

Artículo 32°. La conexión de un nuevo consumo deberá ser autorizada si cumple con el presente Reglamento, y cuenta con capacidad remanente en el Sistema de Trasmisión bajo los Criterios de Desempeño Mínimo. De no contar con capacidad remanente bajo dichos Criterios de Desempeño Mínimo, requerirá previamente la correspondiente ampliación, realizada de acuerdo a lo indicado en el apartado correspondiente a Expansión del Sistema de Trasmisión, del presente Reglamento, quedando su conexión e ingreso postergado a la fecha en que la ampliación entre en servicio.

Artículo 33°. En el caso de Servicio de Redes de las empresas de distribución éstas tendrán la responsabilidad de las ampliaciones en los términos establecidos en el Reglamento de Distribución.

CAPITULO III. ACCESO DE AGENTES PRODUCTORES A LA RED DE INTERCONEXION

Artículo 34°. Todo Agente Productor tendrá derecho a conectarse a la Red de Interconexión una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos por la regulación. La asignación de la capacidad y uso de la Red de Interconexión, una vez conectado, será el resultado del despacho económico. Un Agente Productor conectado a la Red de Distribución no podrá afectar negativamente los niveles de calidad en el suministro de la demandada conectada a dicha red.

CAPITULO IV. ACCESO DE IMPORTACION Y EXPORTACION A LA TRASMISION CENTRAL Y ZONAL

Artículo 35°. La aceptación de una Importación Spot requerirá que exista Capacidad Remanente en la Red de Interconexión, es decir, que no produzca congesión, y que no vulnere los Criterios de Desempeño Mínimo

La aceptación de una Exportación Spot requerirá que exista Capacidad Remanente en la Red de Interconexión, o sea que no produzca congesión, y que no vulnere los Criterios de Desempeño Mínimo, en particular que no produzca restricciones de suministro a la demanda local.

La aceptación de una operación Spot entre terceros países que requerirá el uso de la Red de Interconexión como energía de paso deberá cumplir los requisitos de importación Spot para la energía a inyectar y de exportación Spot para la energía a extraer.

Artículo 36°. Un contrato de importación o un contrato entre terceros países que requiera el uso de paso del Sistema de Trasmisión del país será autorizado si cuenta con Capacidad Firme.

Se entiende que una importación por contratos tiene Capacidad firme si cuenta con capacidad en la o las Interconexiones Internacionales requeridas y se prevé que existirá Capacidad Remanente para el requerimiento esperado de energía a importar en la Red de Interconexión a lo largo del período de vigencia del contrato. Asimismo un contrato entre terceros países tiene Capacidad firme si se cumplen similares condiciones en las Interconexiones Internacionales y en la Red de Interconexión para el requerimiento esperado de la energía de paso. La evaluación de Capacidad Remanente para requerimientos firmes en la Red de Interconexión se realizará utilizando los estudios de planificación existentes, considerando como hipótesis el crecimiento previsto del consumo, el ingreso comprometido de nueva generación y ampliaciones, y los contratos autorizados vigentes de importación y exportación. De no existir Capacidad Remanente, el interesado podrá solicitar las ampliaciones requeridas bajo el modo de Ampliaciones por Requerimientos Particulares y su acceso será autorizado cuando las mismas estén en servicio.

Un contrato de exportación será autorizado si cuenta con Capacidad Firme en la Interconexión Internacional. Sin embargo, en el caso de contratos de exportación, una vez dado el acceso tendrá asegurado su suministro sólo cuando haya Capacidad Remanente en el Sistema de Trasmisión existente a la fecha de aprobación del presente Reglamento, o en las Ampliaciones de Beneficio General que se realicen en adelante, o bien cuando la capacidad requerida esté asegurada por medio de una ampliación por requerimientos particulares realizada por el interesado.

CAPITULO V. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 37°. Las Interconexiones Internacionales se administrarán bajo el principio de libre acceso, pero con prioridad de uso para aquellos que disponen de Derechos de Trasmisión Firme, de acuerdo a lo establecido en el apartado de Ampliaciones de Interconexiones Internacionales.

El libre acceso a Interconexiones Internacionales se dará de acuerdo a los siguientes criterios, dando prioridad de uso a los poseedores de Derechos de Trasmisión Firme.

Para las Interconexiones Internacionales se aplicará lo siguiente:

a) Para los intercambios internacionales realizados a través de la conexión entre el sistema binacional de Salto Grande y el Sistema de Trasmisión se autorizará la Trasmisión firme asociada a la Capacidad Remanente que será la que resta luego de asegurar la trasmisión requerida por la central hidroeléctrica de Salto Grande y por los requerimientos de los agentes Productores y los Agentes Consumidores no asociados a exportación e importación. Cuando la evolución del sistema haga prever que esa Capacidad Remanente no alcance a cubrir todos los requerimientos, el DNC hará una licitación pública internacional para asignar esa capacidad a cambio de un pago. Los ingresos que se produzcan por este concepto serán asignado para reducir los cargos de peaje por potencia correspondientes a los Agentes Consumidores.

La conexión entre el sistema binacional de Salto Grande y el Sistema de Trasmisión está constituida por el transformador 500/150 kV, 150 MVA de la Estación Salto Grande Uruguay y el transformador 500/150 kV, 150 MVA de la Estación San Javier y sus equipos de conexión serie.

b) Para el resto de las Interconexiones Internacionales, los actuales propietarios serán los poseedores de los Derechos de Trasmisión Firme.

TITULO II. ACCESO AL SISTEMA DE TRASMISION

CAPITULO I: SOLICITUD DE ACCESO

Artículo 38°. Para hacer uso del derecho de libre acceso, que establece la Ley Nº 16.832 en su artículo 12, el interesado deberá tramitar ante el Trasmisor a cargo de las instalaciones a las cuales quiere conectarse, una Solicitud de Acceso al Sistema de Trasmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. La aprobación de esta solicitud es requisito indispensable para la suscripción del Convenio de Uso y la efectiva conexión.

El interesado deberá presentar al DNC en la misma fecha, una copia de toda la documentación remitida al Trasmisor.

Artículo 39°. Cuando sea necesario disponer de una autorización o concesión correspondiente a las instalaciones que el interesado pretende conectar a la red, deberá presentar al Trasmisor, conforme a los requisitos establecidos normativamente, constancia expedida por el organismo competente, de que se encuentra gestionando las mismas.

Si el acceso requiere construir nuevas Instalaciones de Trasmisión, el interesado deberá gestionar junto con la Solicitud de Acceso la correspondiente solicitud de ampliación del Sistema de Transmisión.

La Solicitud de Acceso deberá ser acompañada de estudios técnicos que justifiquen el cumplimiento de las normas técnicas de diseño y Criterios de Desempeño Mínimo, de acuerdo a lo que establece este Reglamento y sus Anexos. Asimismo se justificará su conformidad con las normas ambientales.

Artículo 40°. El Trasmisor sólo podrá rechazar una solicitud de Acceso (una conexión de nueva generación o consumo) ante incumplimiento de los requisitos que se establecen en este Reglamento y sus Anexos.

CAPITULO II. EVALUACION DE LA SOLICITUD

Artículo 41º. El Trasmisor deberá analizar la solicitud y verificar que:

a) El diseño y especificaciones de las instalaciones cumplen con los criterios de diseño del Sistema de Transmisión.

b) El solicitante presenta estudios del Sistema de Trasmisión demostrando que las nuevas instalaciones cumplen con los Criterios de Desempeño Mínimo. El detalle de los estudios y requisitos se establecen en los Anexos. El resultado de los estudios deberá demostrar que:

i. No se afectará de manera adversa a las instalaciones conexas del Transmisor, no representando un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad definidos.

ii. El Sistema de Trasmisión operará dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el presente Reglamento y sus Anexos.

Artículo 42°. Dentro de los 20 (veinte) días hábiles de recibidos los estudios del Sistema de Trasmisión, el Trasmisor deberá notificar fehacientemente al interesado y al DNC su aprobación o rechazo, acompañados de la correspondiente fundamentación y evaluación técnica. De no recibir la notificación dentro de dicho plazo, se considerará que el Trasmisor ha aprobado los estudios del Sistema de Trasmisión.

Artículo 43°. El DNC, deberá evaluar el informe del Transmisor y verificar la factibilidad técnica de conectar al nuevo usuario al SIN. Ambas evaluaciones serán notificadas al Regulador en un plazo máximo de 20 (veinte) días hábiles, contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud por el DNC.

Artículo 44°. Si existiere opinión favorable del DNC y el Trasmisor al acceso solicitado, y el Regulador no formulare observaciones preliminares al mismo dentro del plazo de 5 (cinco) días hábiles, el acceso se considerará definitivamente aprobado. Cuando el acceso hubiere sido desaprobado, hubiere recibido observaciones, el Regulador, previo estudio de los antecedentes existentes, se pronunciará definitivamente dentro de un plazo no mayor que 20 (veinte) días hábiles, con relación a si el acceso cumple con los requisitos reglamentarios. La falta de pronunciamiento en ese término se considerará como una denegatoria del acceso solicitado.

Los plazos establecidos en el presente artículo se contabilizarán a partir del día siguiente de recibida la notificación referida en el artículo anterior. El Regulador notificará al solicitante, al Trasmisor y al DNC, las observaciones preliminares que realice, así como el pronunciamiento definitivo que adopte.

Artículo 45°. Cuando el rechazo de la solicitud de acceso se fundamente en aspectos incorrectos, o no contemplados en los estudios, en discrepancias de resultados entre los estudios y los ensayos del sistema de potencia, o en fallas de diseño o especificaciones inaceptables, el interesado podrá realizar una presentación complementaria. Dicha presentación deberá estar acompañada de los estudios que justifiquen sus conclusiones y los pasos necesarios para corregir los desvíos observados. La presentación complementaria estará sujeta a idéntica tramitación para su aprobación que la requerida para la solicitud. La misma podrá ser efectuada dentro de un plazo no mayor a los 40 (cuarenta) días hábiles siguientes a la notificación de rechazo de la solicitud. Transcurrido tal plazo deberá formularse una nueva solicitud.

CAPITULO III. AUTORIZACION PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXION O AMPLIACION

Artículo 46°. La puesta en servicio de una conexión o ampliación requerirá, por parte del solicitante, el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Aprobación del acceso al Sistema de Transmisión, cuando corresponda.

b) Aprobación del diseño técnico de detalle. En esta etapa se deberán realizar los estudios necesarios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar. Además deberá obtenerse, si corresponde, la autorización ambiental pertinente, así como las servidumbres que corresponda establecer, y realizar los estudios técnicos y eléctricos de impacto en el Sistema de Trasmisión. Si de los estudios resulta que la nueva instalación produciría alteraciones a la seguridad o calidad del Sistema de Transmisión que pueden ser resultas con modificaciones o agregados al proyecto, o bien al resto del Sistema de Trasmisión, se informarán las modificaciones o agregados a cumplir para que la ampliación sea aprobada. El solicitante podrá efectuar correcciones al proyecto presentado hasta lograr la aprobación del mismo y solicitar las ampliaciones del Sistema de Trasmisión necesarias. Los estudios técnicos y eléctricos deberán ser aprobados por:

i. El Trasmisor, de ser una conexión.

ii. El Regulador, de ser una ampliación de requerimiento particular o de uso exclusivo, con excepción de una conexión.

c) Aprobación del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como ser: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo. Estos deberán ser aprobados por el Trasmisor y el DNC. En el caso de una Ampliación de Beneficio General, la aprobación la realizará el DNC.

d) Firma del Convenio de Uso con el Trasmisor, cuando corresponda.

e) Aprobación, por quien valida los estudios técnicos y eléctricos, de los ensayos de campo que verifiquen el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a los procedimientos técnicos que establezca el DNC.

f) Aprobación por el Trasmisor del funcionamiento operativo de la conexión, cumplidos los requisitos anteriores, cuando corresponda.

El interesado tendrá derecho a que las decisiones atinentes a las solicitudes de aprobación referidas en este artículo se adopten en un tiempo razonable, pudiendo acudir al Regulador en caso de demoras injustificadas.

Artículo 47°. Obtenida la aprobación del Trasmisor, previa recepción de la totalidad de la documentación requerida, el DNC autorizará la puesta en servicio de la conexión o ampliación, entrando simultáneamente en vigencia el Convenio de Uso.

SECCION IV LA EXPANSION DEL SISTEMA DE TRASMISION

TITULO I. CRITERIOS GENERALES

Artículo 48°. El Regulador aprobará anualmente un Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión - en adelante Plan de Expansión - cuyo objetivo será la identificación de las expansiones necesarias del Sistema de Trasmisión, que permitan asegurar la satisfacción de la demanda con las centrales en servicio o cuyo ingreso se prevé.

Artículo 49°. La expansión del Sistema de Trasmisión será un resultado del Plan de Expansión y de las ampliaciones solicitadas por los usuarios mediante el procedimiento establecido en el presente Reglamento. Las instalaciones de Trasmisión para conectar general, importación o exportación por contratos deberán ser requeridas por los Agentes.

TITULO II. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRASMISION

CAPITULO I. ALCANCE

Artículo 50º. El Plan de Expansión tiene los siguientes objetivos:

a) Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, conexión de grandes demandas, líneas de trasmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.

b) Planificar la expansión del Sistema de Trasmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas, que hayan asumido los compromisos correspondientes.

c) Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Trasmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo establecidos en el presente Reglamento.

d) Identificar restricciones en la Red de Interconexión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.

Artículo 51º. El Plan de Expansión definirá y justificará:

a) Las ampliaciones de los sistemas de Trasmisión Zonal, excepto en el caso de expansiones requeridas para uso exclusivo de un Agente.

b) Las ampliaciones para asegurar el suministro a la demanda, cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo de la Trasmisión Central, de acuerdo al despacho de la generación prevista existente, con compromiso firme de conexión.

c) Aquellas instalaciones existentes que ya no son requeridas por el sistema, estableciendo la fecha en que se solicitará al trasmisor su desconexión, o su mantenimiento en servicio, de estimarse ello conveniente, sólo con el reconocimiento de los costos de Operación y Mantenimiento. En este último caso será optativo para el trasmisor mantenerla en servicio, y si opta por hacerlo, en el cálculo de la remuneración reconocida se considerará que la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo es nula. Las instalaciones que a la entrada en vigencia de este Reglamento se enmarcan dentro de este supuesto, y que se mantendrán en servicio solo con el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento son:

   - Línea Palmar - Montevideo B 150 kV
   - Línea Gabriel Terra - Montevideo A 150 kV (1 terna)

Artículo 52°. El Plan de Expansión sólo podrá proponer y aprobar expansiones cuando los estudios técnico-económicos justifican que, de acuerdo a las Bases de Datos para la Programación Estacional de largo plazo, la expansión minimiza el costo total asociado a suplir la demanda, incluyendo costos de capital, operación y mantenimiento, y energía no suministrada, y cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo establecidos en el presente Reglamento y sus Anexos. Asimismo, el Plan de Expansión definirá una instalación existente como no requerida por el sistema cuando su antigüedad sea mayor que el período de amortización y cuando su desconexión provoque el mismo efecto económico referido en el inciso anterior.

CAPITULO II. RESPONSABILIDADES Y PROCEDIMIENTOS

Artículo 53°. El Plan de Expansión será realizado mediante el siguiente procedimiento:

a) El DNC suministrará a UTE, en su calidad de Trasmisor a cargo de las Ampliaciones de Beneficio General, la información requerida para modelar la evolución del sistema antes del 15 de abril de cada año, la que se considerará en adelante como fecha de inicio.

b) Los usuarios informarán sus requerimientos de ampliación que estimen de Beneficio General a UTE en su calidad de Trasmisor y al DNC en la misma fecha.

c) Dentro de un plazo de 40 (cuarenta) días hábiles siguientes a la fecha de inicio, UTE en su calidad de Trasmisor presentará el Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión, identificando los requerimientos de refuerzos en el Sistema de Trasmisión.

d) La descripción en detalle de estos estudios se establece en Anexo. Asimismo, en el mismo plazo del literal precedente, los otros Trasmisores existentes presentarán un informe identificando los requerimientos de refuerzos en sus instalaciones de Trasmisión.

e) El DNC, dentro de un plazo de 60 (sesenta) días hábiles siguientes a la fecha de inicio, teniendo en cuenta los estudios de los Trasmisores, y sus propios análisis, elaborará un Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional y propondrá un Plan de expansión del Sistema de Trasmisión, cuya descripción de detalle se establece en Anexo, poniendo ambos estudios en consulta de los Agentes, a quienes dará noticia de su existencia mediante publicación en el Diario Oficial.

   Simultáneamente, pondrá a disposición el contenido de los mismos en la página Web de la ADME.

f) Dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles de ocurrida la publicación en el Diario Oficial, los Agentes podrán remitir las observaciones que estimaren correspondan.

g) El DNC, antes de 80 (ochenta) días hábiles siguientes a la fecha de inicio, enviará al Regulador su Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión con las consideraciones correspondientes a las observaciones de los Agentes.

h) El Regulador tiene la responsabilidad de analizar el plan propuesto por el DNC, y las observaciones de los Agentes, pudiendo solicitar ajustes al DNC de considerarlo como necesario. Si los mismos se solicitan, el DNC deberá realizarlos en un plazo de 10 (diez) días hábiles posteriores a la notificación de la solicitud.

i) El Plan será objeto de aprobación por el Regulador dentro de los 120 (ciento veinte) días posteriores a la fecha de inicio.

Artículo 54º. Las ampliaciones del Sistema de Trasmisión se dividirán según el monto de la inversión en dos tipos:

a) Ampliaciones Menores: son aquellas de un monto total de inversión que no supera el establecido por el Regulador. El monto inicialmente fijado será de US$ 1.000.000 (un millón de dólares estadounidenses).

b) Ampliaciones Mayores: son aquellas que superan el monto establecido por el Regulador para Ampliaciones Menores.

Artículo 55°. Las Ampliaciones Mayores del Sistema de Trasmisión, que no pertenecen a una Interconexión Internacional, podrán ser llevadas a cabo mediante alguna de las siguientes modalidades:

a) Ampliaciones de Beneficio General: Son las aprobadas anualmente en el Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión, y las requeridas por los Agentes cuando su evaluación técnico-económica cumple con los mismos requisitos correspondientes al plan mencionado. Estas ampliaciones estarán a cargo de UTE en su calidad de Trasmisor.

b) Ampliaciones por Requerimientos Particulares: Son las ampliaciones donde los solicitantes se comprometen al pago de todos los costos asociados a la nueva instalación. Como contrapartida percibirán, de ser requerido su uso por terceros, un Cargo de Trasmisión por el uso de las instalaciones adaptadas, en la medida en que las mismas resulten beneficiosas para el sistema.

c) Ampliaciones de Uso Exclusivo: Son las ampliaciones donde el Agente asume todos los costos de Trasmisión de instalaciones necesarias para su uso exclusivo. Las instalaciones de conexión se asimilan a esta modalidad. Las instalaciones que requieran una longitud de más de 10 km de interconexión deberán solicitarse mediante la modalidad anterior.

d) Ampliaciones No Conectadas al SIN.

Las ampliaciones referidas en los literales b), c) y d) estarán a cargo de sus interesados.

Las necesidades de ampliación de los Distribuidores para suministrar a su demanda, se canalizarán a través de solicitudes de Ampliaciones de Beneficio General.

Artículo 56°. Las Ampliaciones Menores estarán directamente a cargo del Trasmisor correspondiente, quien podrá pactar su remuneración con los usuarios directos de la ampliación. Alternativamente, el Trasmisor podrá requerir al Regulador que autorice tal inversión, e incluya la remuneración dentro de aquélla reconocida para ser asignada a los usuarios dentro de los Cargos de Trasmisión. Esta última opción será obligatoria en el caso de que uno de los usuarios directos sea un Distribuidor.

Artículo 57°. En toda solicitud de autorización deberán definirse las instalaciones y los equipamientos de control requeridos, indicándose la modalidad de ampliación de que se trata.

Artículo 58°. El Trasmisor o responsable de ejecución de la ampliación deberá obtener las correspondientes autorizaciones ambientales, y realizar los estudios técnicos y eléctricos de impacto en el Sistema de Trasmisión.

Si de estos últimos estudios resulta que la nueva instalación produciría alteraciones a la seguridad o calidad del Sistema de Trasmisión que pueden ser resueltas con modificaciones o agregados al proyecto, o al resto del Sistema de Trasmisión, el solicitante deberá informar las condiciones de modificaciones o agregados para que la ampliación sea aprobada. El solicitante

de la expansión deberá efectuar correcciones al proyecto presentado hasta lograr la aprobación del mismo por el DNC y solicitar la ampliación del sistema de trasmisión necesaria.

CAPITULO II. AUTORIZACION DE AMPLIACIONES DE BENEFICIO GENERAL

Artículo 59°. Las Ampliaciones de Beneficio General que surgen del Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión no requieren autorización para su ejecución.

Artículo 60º. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, los Agentes Consumidores o Productores podrán solicitar una Ampliación de Beneficio General no incluida en el Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión que requieran para el desarrollo de su actividad, debiendo obtener la autorización correspondiente del Regulador.

Tal ampliación sólo podrá ser autorizada cuando los estudios técnico-económicos demuestren que la misma minimiza el costo total asociado o suplir la demanda, incluyendo costos de capital, operación y mantenimiento, y energía no suministrada.

Artículo 61º. La solicitud de autorización de la ampliación será presentada al Regulador y contendrá para cada obra propuesta la siguiente información:

a) Cronograma tentativo de trabajo, indicando fecha prevista de puesta en servicio.
b) Costo estimado de la obra, junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad del Regulador, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto.
c) Una evaluación que permita acreditar la necesidad de tal ampliación por el solicitante y los beneficios generales que la obra introducirá con el método de evaluación empleado para los estudios de planificación.
d) Un diseño general que permitan verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las Instalaciones de Trasmisión que establece el presente Reglamento y sus Anexos.
e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo, con la obra propuesta. Los estudios que se deben presentar se establecen en Anexo.
f) Un estudio sobre los Cargos de Trasmisión previstos con y sin las obras propuestas, conforme al Régimen Tarifario establecido en este Reglamento.

Artículo 62º. El Regulador verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional.

Una vez completada a la información que debe ir adjunta a la solicitud, dentro de los cinco días hábiles siguientes, el Regulador procederá a:

a) Remitir la solicitud al DNC, a los efectos de contar con su opinión. El DNC tendrá un plazo de 20 (veinte) días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud para responder a la consulta del Regulador. La opinión del DNC no será vinculante. De no recibir el Regulador los comentarios del DNC en el plazo indicado, se considerará que no tiene observaciones.
b) Publicar en el Diario Oficial y en uno de circulación nacional durante 3 (tres) días consecutivos, y a cuenta del solicitante, su solicitud en forma resumida, invitando a que se envíen los comentarios y observaciones que se estimen pertinentes dentro de un plazo de 20 (veinte) días hábiles siguientes a la realización de la última publicación en el Diario Oficial. La información completa estará disponible para su consulta en las oficinas y sitio Web del Regulador.

Artículo 63º. En un término no mayor de 40 (cuarenta) días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud, el Regulador decidirá autorizar o rechazar la ampliación propuesta sobre la base de los resultados obtenidos de su verificación, las opiniones y observaciones emitidas por el DNC y las eventuales observaciones recibidas de otros sujetos. La decisión adoptada por el Regulador deberá estar fundamentada técnicamente, debiéndose dar noticia de la misma al solicitante y al DNC, quien tendrá la obligación de ponerla en conocimiento de los Agentes, así como publicarse en el sitio Web del Regulador.

Artículo 64º. Ante una ampliación rechazada, y de considerarlo procedente, el Regulador podrá requerir al solicitante, la reformulación de la propuesta, haciendo expresa indicación de los aspectos que deben revisarse. El solicitante, contará con un plazo determinado por el Regulador de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para realizar tal reformulación. La nueva presentación deberá seguir similar procedimiento que el de la presentación, pero reduciendo los plazos respectivos a la mitad.

CAPITULO III. CONCESION O AUTORIZACION EN AMPLIACIONES POR REQUERIMIENTOS PARTICULARES, DE USO EXCLUSIVO Y NO CONECTADAS AL SIN

Artículo 65º. De constituir servicio público la actividad de trasmisión a prestarse a través de una Ampliación por Requerimiento Particular, el Uso Exclusivo o No Conectada al SIN, deberá requerir el otorgamiento de la correspondiente concesión.

En caso contrario, corresponde se solicite autorización al Regulador para realizar alguna de las ampliaciones referidas.

Artículo 66º. La solicitud de concesión del servicio público de Trasmisión, o la de autorización para prestar la actividad mediante una Ampliación de Uso Exclusivo o una Ampliación por Requerimientos Particulares, deberá ser presentada al Regulador.

Tal solicitud deberá especificar:

a) Las instalaciones y equipamientos de control requeridos, precisándose la ubicación espacial que las mismas abarcarán.
b) Cronograma estimativo de trabajo, indicando fecha de puesta en servicio de la ampliación.
c) Costo estimado de la obra.
d) Una evaluación que permita acreditar la necesidad de tal ampliación por el solicitante.
e) Un diseño general que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las Instalaciones de Trasmisión que establece el presente Reglamento y sus Anexos.
f) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo, con la obra propuesta, presentando los estudios que se establecen en Anexo.
g) Si correspondiere, un estudio sobre los peajes previstos con y sin las obras propuestas, conforme al Régimen Tarifario establecido en este Reglamento, para el caso de ampliaciones conectadas al SIN.

Artículo 67º. En caso de que la actividad de trasmisión a prestarse mediante una ampliación No Conectada al SIN constituyere servicio público, se deberá formular una solicitud de concesión conforme a lo establecido en el artículo anterior, realizándose la tramitación prevista en los artículos siguientes. Si la misma no constituyere servicio público, debe estarse a lo previsto en el Reglamento General.

Artículo 68º. Cuando la actividad autorizada, realizada a través de cualquiera de las ampliaciones referidas, pasare a constituir servicio público, en virtud de prestarse el servicio o transportarse energía con destino a terceros, se deberá solicitar la correspondiente concesión.

Artículo 69º. En uno u otro supuesto, de solicitud de concesión o de autorización, el Regulador verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional.

Una vez completada la información que debe ir adjunta a la solicitud, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, el Regulador procederá a:

a) Remitir la solicitud al DNC, a los efectos de recabar su opinión. El DNC contará con un plazo de 10 (diez) días hábiles para responder a la consulta del Regulador. La opinión del DNC no será vinculante. De no recibir el Regulador los comentarios del DNC en el plazo indicado, se considerará que no tiene observaciones.

b) Remitir la solicitud de concesión a la UTE, a los efectos de contar con su opinión dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles. La misma no será vinculante, De no recibirse en plazo, se considerará que dicho Ente no tiene observaciones.

c) Publicar en el Diario Oficial y en uno de circulación nacional durante 3 (tres) días consecutivos, y a cuenta del solicitante, la solicitud en forma resumida, invitando a que se envíen los comentarios y observaciones que se estimen pertinentes dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles. La información completa estará disponible para su consulta en las oficinas del Regulador.

Artículo 70º. En un plazo no mayor de 25 (veinticinco) días hábiles, el Regulador dictaminará acerca de la procedencia de la solicitud de concesión o, en su caso, decidirá autorizar o rechazar la ampliación propuesta. En uno u otro supuesto la hará sobre la base de los resultados obtenidos de su verificación, las opiniones y observaciones emitidas por el DNC y las eventuales observaciones recibidas de otros sujetos. La decisión adoptada por el Regulador deberá estar fundamentada técnicamente, debiéndose dar noticia de la misma al solicitante y al DNC, quien tendrá la obligación de ponerla en conocimiento de los Agentes, así como publicarse en la página Web del Regulador.

Artículo 71º. Ante un dictamen desfavorable a la solicitud de concesión o una denegatoria de autorización, de considerarlo procedente, el Regulador podrá requerir al solicitante, la reformulación de la propuesta, haciendo expresa indicación de los aspectos que deben revisarse. El solicitante contara con un plazo determinado por el Regulador, de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para realizar tal reformulación. La nueva presentación deberá seguir similar procedimiento que el de la presentación original, pero los plazos respectivos se reducirán a la mitad.

Los plazos previstos en los literales a) y b) del Artículo 69 se contabilizarán a partir del día siguiente a que se reciba la solicitud por el DNC y UTE, y aquellos establecidos en el literal c) del mismo artículo y en el artículo siguiente, correrán a partir del día siguiente de realizada la última publicación en el Diario Oficial. Igual solución cabe para los plazos previstos en el inciso anterior.

Artículo 72º. Una vez que el Regulador emita un dictamen definitivo acerca de la solicitud de concesión, elevará las actuaciones administrativas al Poder Ejecutivo a los efectos del otorgamiento de la concesión, quien resolverá dentro de un plazo de 20 (veinte) días hábiles de recibido el asunto.

CAPITULO IV. CONCESIONES EN AMPLIACIONES DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 73°. Uno o más usuarios, que tengan acordados contratos de importación o exportación y que a tales efectos necesiten la construcción de una Interconexión Internacional, podrán solicitar que se otorgue una concesión como Trasmisor, a los efectos de la construcción y explotación de dicha Interconexión Internacional.

El concesionario deberá ser seleccionado mediante un procedimiento de Licitación Pública Internacional a realizarse por el Regulador o bajo su supervisión.

La obligación de pago entre los usuarios solicitantes y el concesionarios se consolidará mediante la firma de un contrato de Trasmisión en una Interconexión Internacional. La obligación de pago les asigna a los usuarios solicitantes los Derechos de Trasmisión Firme en proporción a la responsabilidad asumida.

Artículo 74°. En caso de que los usuarios solicitantes requieran asimismo el uso del sistema existente o ampliaciones, deberán presentar las solicitudes correspondientes siguiendo los procedimientos previstos en el presente Reglamento.

Artículo 75°. Para que la solicitud pueda ser considerada por el Regulador, cada uno de los usuarios solicitantes deberá presentar:

a) Una autorización explícita de exportación o importación tal como está prevista en la reglamentación aplicable, para lo que debe haber cumplido con la Solicitud de Acceso al Sistema de Trasmisión.

b) La información sobre contratos de importación o exportación asociados a la autorización de importación o exportación, según corresponda.

Artículo 76°. Cuando los solicitantes no fueren Agentes o Participantes deberán solicitar previamente su reconocimiento como tal.

Artículo 77°. A efectos de concretar la construcción de una instalación de Trasmisión de Interconexión Internacional, los solicitantes deberán presentar ante el Regulador una solicitud que, como mínimo, deberá contener la siguiente información:

a) Descripción técnica de las instalaciones y aparatos que constituirán Trasmisión en una Interconexión Internacional, su ubicación, el punto de vinculación a la Red de Interconexión existente, el nodo en frontera y demás elementos necesarios para la evaluación técnica del proyecto. El proyecto deberá, en principio respetar como criterio de selección del punto de vinculación a la red existente, el punto técnicamente apropiado más próximo. Todo apartamiento de dicho criterio deberá incluir una justificación del punto seleccionado a satisfacción del Regulador. De no considerarse justificado el requerimiento del solicitante el Regulador podrá aprobar parte de la ampliación como una ampliación de interconexión internacional y el resto de la ampliación como Ampliación por Requerimientos Particulares. Además se deberá acompañar datos técnicos similares correspondientes a las instalaciones a disponer en territorio extranjero a efectos de su evaluación.

b) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio.

c) Costo de la obra y una oferta de contrato de Trasmisión de acuerdo a los tipos definidos para licitación pública, con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad del Regulador, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto.

d) Deberá indicarse, desagregada para cada uno de los integrantes del grupo solicitante, la Potencia Firme de interconexión que se está requiriendo para importación y para exportación.

e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo, con la obra propuesta, presentando los estudios que se establecen por Anexo.

El Regulador verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir solicitante la presentación de información faltante o adicional.

Artículo 78°. Dentro de los cinco (5) días hábiles a partir de que la información contenida en la solicitud esté completa, el Regulador procederá a:

a) Remitir la solicitud al DNC, a los efectos de contar con su opinión. El DNC contará con un plazo de 20 (veinte) días hábiles para responder a la consulta del Regulador. La opinión del DNC no será vinculante. De no recibir el Regulador los comentarios del DNC en el plazo indicado, se considerará que no tiene observaciones.

b) Remitir la solicitud de concesión a UTE, a los efectos de contar con su opinión dentro de un plazo de 20 (veinte) días hábiles. La misma no será vinculante. De no recibirse en plazo, se considerará que dicho Ente no tiene observaciones.

c) Publicar en el Diario Oficial y en uno de circulación nacional durante 3 (tres) días consecutivos, y a cuenta del solicitante la solicitud, en forma resumida, invitando a que se envíen los comentarios y observaciones que se estimen pertinentes dentro de un plazo de 20 (veinte) días hábiles. La información completa estará disponible para su consulta en las oficinas del Regulador.

Los plazos previstos en los literales a) y b) se contabilizarán a partir del día siguiente a que se reciba la solicitud por el DNC y UTE, y aquellos establecidos en el literal c) y en el artículo

siguiente, correrán a partir del día siguiente de realizada la última publicación en el Diario Oficial. Igual solución cabe para los plazos previstos en el Artículo 80.

Artículo 79°. En un plazo no mayor de 40 (cuarenta) días hábiles, el Regulador emitirá un dictamen técnico fundado en base a los resultados obtenidos de su verificación, las opiniones y observaciones emitidas por el DNC, UTE y las eventuales observaciones recibidas de otros sujetos. El Regulador publicará el dictamen en su sitio Web y enviará copia al DNC, quien tendrá la obligación de ponerla en conocimiento de cada Participante del Mercado.

Artículo 80°. Ante un dictamen desfavorable a la solicitud de concesión, de considerarlo procedente, el Regulador podrá requerir al solicitante, la reformulación de la propuesta, haciendo expresa indicación de los aspectos que deben revisarse. El solicitante, contará con un plazo determinado por el Regulador de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para realizar tal reformulación. La nueva presentación deberá seguir similar procedimiento que el de la presentación original, siendo en este caso de 10 (diez) días hábiles el plazo previsto en los literales a), b) y c) del Artículo 78, y de 20 (veinte) días hábiles el establecido en el Artículo 79.

Artículo 81°. Una vez que el Regulador emita un dictamen definitivo acerca de la solicitud de concesión, elevará las actuaciones administrativas al Poder Ejecutivo, quien resolverá dentro de un plazo de 20 (veinte) días hábiles de recibido el asunto. Si decidiere el otorgamiento de la concesión, dispondrá las diligencias administrativas pertinentes a los efectos de convocar una licitación pública para la selección del Trasmisor concesionario.

Artículo 82°. Además del procedimiento por iniciativa de usuarios solicitantes, el Poder Ejecutivo, podrá determinar el otorgamiento de una concesión a un Trasmisor de Interconexión Internacional, por el procedimiento de iniciativa privada para la concesión. En este caso, el pago del canon será asumido por los Participantes Consumidores en proporción a su potencia máxima consumida.

TITULO IV. EJECUCION DE LAS AMPLIACIONES MAYORES DE TRASMISION

CAPITULO I. RESPONSABLES

Artículo 83°. El Trasmisor que desarrollará la ampliación será:

a) UTE como Trasmisor, que contratará a un Subcontratista del Trasmisor seleccionado en un procedimiento licitatorio, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo siguiente.

b) Los ganadores de una licitación pública para el otorgamiento de una concesión para la construcción y explotación de Interconexiones Internacionales.

c) Los solicitantes para las Ampliaciones de Uso Exclusivo, No Conectadas al SIN o por Requerimientos Particulares que, de cumplir con los requerimientos establecidos en el presente Reglamento, podrán obtener una autorización o concesión para la construcción y explotación de una instalación, según corresponda.

CAPITULO II. SELECCION DEL SUBCONTRATISTA DE UTE COMO TRASMISOR

Artículo 84°. Una vez decidida la realización de una Ampliación de Beneficio General, UTE llamará a una licitación pública convocando a empresas interesadas en actuar como Subcontratista del Trasmisor.

Artículo 85°. Las responsabilidades del Subcontratista del Trasmisor, su remuneración y la remuneración de UTE como Trasmisor (a la que deberán sumarse los cargos por inspección de obras y control de la operación y mantenimiento, cuando corresponda) serán, de acuerdo a la opción que UTE proponga, que surgen del siguiente cuadro:

Responsabilidad del Subcontratista del Trasmisor	**Remuneración del Subcontratista del Trasmisor (1)**	**Remuneración de UTE como Trasmisor (2)**
Proyecto, Construcción,	Canon Anual	Canon Anual (3)

Operación y Mantenimiento y Financiamiento		
Proyecto, Construcción, Operación y Mantenimiento, con el Financiamiento a cargo de UTE	El precio ofertado de la obra y un canon anual resultante de aplicar los indicadores de Operación y Mantenimiento reconocidos al Trasmisor	Canon Anual resultante de aplicar, al monto de la obra, la tasa de rentabilidad reconocida al Trasmisor más un monto anual resultante de aplicar los indicadores de Operación y Mantenimiento reconocidos al Trasmisor
Proyecto, Construcción y Financiamiento, con la , Operación y Mantenimiento a cargo de UTE	Un canon anual por Proyecto, Construcción y Financiamiento	Canon anual igual al del Subcontratista del Trasmisor más un monto anual resultante de aplicar los indicadores de Operación y Mantenimiento reconocidos al Trasmisor
Proyecto y Construcción, con la Operación y Mantenimiento y Financiamiento a cargo de UTE. Esta es la alternativa obligatoria para la Trasmisión Zonal	El precio ofertado de la obra	Canon Anual resultante de aplicar, al monto de la obra, la Tasa de rentabilidad reconocida al Trasmisor más un monto anual resultante de aplicar los indicadores de Operación y Mantenimiento reconocidos al Trasmisor

1. Remuneración que paga UTE como Trasmisor al Subcontratista.
2. Remuneración que percibe UTE como Trasmisor, a la que deberán sumarse los cargos por inspección de obras y control de la operación y mantenimiento cuando corresponda.
3. Canon Anual ofertado por el Subcontratista, que UTE percibe de los usuarios como Trasmisor y abona a aquel.

UTE podrá proponer a la aprobación del Regulador alternativas diferentes a las especificadas, siempre que se demuestre fehacientemente los beneficios que esas alternativas producirán en los costos de Trasmisión.

La remuneración de UTE como Trasmisor por estas instalaciones reconocerá los valores de costo de las obras cuando las ampliaciones se ejecuten por alguna de las opciones precedentemente expuestas.

Para el caso de un subcontratista del Trasmisor que proyecte, construya, opere, mantenga, y financie las obras, a los efectos de la determinación de la compensación base por indisponibilidad según establece el Artículo 115 de este Reglamento, los costos unitarios de operación y mantenimiento serán iguales a los reconocidos para las instalaciones existentes.

Artículo 86°. El pliego para la contratación del Subcontratista del Trasmisor y el procedimiento licitatorio estarán a cargo de UTE bajo la supervisión del Regulador.

En los casos en que el contrato incluya el financiamiento a cargo del Subcontratista, el mismo tendrá una duración que definirá el Regulador, que no será inferior a los 15 (quince) años. Cuando la obra sea financiada por UTE, el canon aplicable durante el período de amortización, que también será definido por el Regulador y no será inferior 15 (quince) años, incluirá la anualidad correspondiente al monto de la obra para ese período y para la tasa reconocida del Trasmisor. Esta tasa será determinada para cada Plan de Expansión con el mismo criterio establecido en los artículos 98 y 99, y regirá durante el período de amortización. A la anualidad

citada se agregará el monto resultante de aplicar los indicadores de operación y mantenimiento reconocidos al Trasmisor. A partir del vencimiento del contrato con el Subcontratista o del período de amortización, según corresponda, las instalaciones se remunerarán como las instalaciones existentes según lo establecido en el apartado de Remuneración de las instalaciones existentes del presente Reglamento.

Artículo 87°. El procedimiento de selección del Subcontratista del Trasmisor incluirá una evaluación técnica y empresaria y otra que considerará el menor costo. La empresa a la que se adjudique la licitación, una vez firmado el contrato relativo a la ampliación licitada, será el Subcontratista del Trasmisor, con las responsabilidades convenidas.

CAPITULO III. SELECCION DEL TRASMISOR PARA INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 88°. Una vez decidida la realización de una Ampliación de Interconexión Internacional, el Poder Ejecutivo llamará a una licitación pública orientada a Trasmisores interesados en una concesión para la construcción, financiamiento, operación y mantenimiento de dicha Interconexión.

Artículo 89°. Los solicitantes de la Ampliación de Interconexión Internacional podrán formular propuestas de pliego, el que será aprobado por el Regulador.

Artículo 90°. En la licitación los inversores interesados presentarán ofertas por la expansión. El procedimiento licitatorio respectivo incluirá una evaluación técnica y empresaria y otra que considerará el menor canon anual. La empresa a la que se adjudique la licitación será la responsable del diseño, proyecto, construcción, operación, mantenimiento, y financiamiento de la expansión y recibirá como remuneración anual el canon mencionado. La concesión será realizada durante un periodo que definirá el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador, que no será inferior a 15 (quince) años.

La resolución de adjudicación estará condicionada a la suscripción del contrato de Trasmisión con los solicitantes responsables del pago del canon.

El adjudicatario deberá cumplir con los estudios eléctricos establecidos en el presente Reglamento y los requerimientos ambientales vigentes en la materia.

CAPITULO IV. EXPANSIONES CONSTRUIDAS POR LOS USUARIOS

Artículo 91°. Los solicitantes de Ampliaciones de Uso Exclusivo, por Requerimientos Particulares y No Conectadas al SIN deberán negociar en forma directa la contratación de la construcción, financiamiento, operación y mantenimiento, y hacerse cargo del pago del canon respectivo, o cumplir dichas actividades por su cuenta.

SECCION V REGIMEN TARIFARIO

TITULO I. CRITERIOS GENERALES

Artículo 92°. El régimen tarifario de Trasmisión se compone de:

a) Régimen de remuneración de los Trasmisores, donde se define la metodología para establecer la remuneración a asignar a los Trasmisores.

b) Régimen tarifario a los usuarios de la Red de Interconexión, donde se define la metodología para establecer las tarifas a asignar a los usuarios.

Artículo 93°. La remuneración de los Trasmisores incluirá una compensación por el nivel de calidad ofrecido, que será positiva si la calidad resultante es superior al objetivo y negativa si es inferior. Las compensaciones serán de una magnitud que incentive en el Trasmisor un mantenimiento y operación eficiente, y tendrán relación con los costos de operación y mantenimiento.

TITULO II. REGIMEN DE REMUNERACION DE LOS TRASMISORES

CAPITULO I. REMUNERACIONES RECONOCIDAS

Artículo 94°. La remuneración de un Trasmisor reconocerá:

a) Los costos eficientes de inversión.
b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento.
c) Otros costos necesarios para desarrollar la actividad.
d) Una rentabilidad justa, sobre sus inversiones eficientes.
e) Una compensación asociada a la calidad de servicio.

Artículo 95°. La forma de cálculo de estos componentes será diferentes para las instalaciones existentes al inicio del MMEE y para cada tipo de nuevas expansiones.

Artículo 96°. La remuneración reconocida de cada Trasmisor, se dividirá en:

a) Remuneración por Conexión: Son los ingresos que percibe por poner a disposición, operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, todo el equipamiento de conexión y transformación, dedicado a vincular con el Sistema de Trasmisión existente, a sus Usuarios Directos o a las redes de otros Trasmisores.
b) Remuneración por equipamiento de Interconexión: Son los ingresos que percibirá por poner a disposición, operar y mantener, conforme a la calidad de servicio requerida, el equipamiento de Trasmisión dedicado a interconectar entre sí los distintos nodos del sistema.

Estos cargos incluyen la remuneración a los elementos de trasmisión: líneas con sus campos de conexión a subestaciones, elementos de compensación conectados a las líneas y transformadores que vinculan barras de tensiones mayores o iguales a 72.500 V.

Artículo 97°. Para el cálculo de la remuneración del Trasmisor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley Nº 16.832, en caso de que algunas de las Instalaciones de Trasmisión sean utilizadas para actividades distintas al servicio de trasmisión, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio.

Dicha proporción se determinará para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de trasmisión considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a que se destinen las mismas instalaciones, previstos para el siguiente año.

Las diferencias entre ingresos previstos y reales serán consideradas para corregir la remuneración de las instalaciones afectadas al servicio de trasmisión, en el siguiente año.

En todo caso, los Trasmisores darán pleno cumplimiento a las normas de contabilidad regulatoria establecidas por el Regulador.

CAPITULO II. REMUNERACION RECONOCIDA PARA INSTALACIONES EXISTENTES

Artículo 98°. La remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión existentes a la puesta en marcha del MMEE se calculará de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Los costos eficientes de inversión se calcularán como la cuota anual equivalente del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones existentes, con las siguientes consideraciones:
    i. Se reconocerá una vida útil técnica de las instalaciones de 30 años.
    ii. La rentabilidad considerada aceptable estará dada por la rentabilidad media de actividades de un nivel de riesgo similar a la de trasmisión eléctrica, reflejando según corresponda los efectos del riesgo país. Para su cálculo se empleará la metodología denominada WACC (weighted average capital cost). La tasa de rentabilidad reconocida a la trasmisión será menor a la reconocida a la distribución porque el riesgo sistemático de la actividad de trasmisión es menor dado que una empresa

pasiva de trasmisión tiene un reducido riesgo de cobrabilidad, y sus inversiones reconocidas no quedan afectadas por la adaptación a los requerimientos de la demanda.

b) Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento corresponderán a valores de empresas eficientemente operadas. Estos se basarán en un análisis por comparación ("benchmarking") internacional de empresas de trasmisión. Se adoptará como criterio de comparación un coeficiente que calcule los gastos de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones reales de cada empresa considerada. Este coeficiente deberá ser ajustado de forma tal de considerar los costos laborales y de los repuestos en el país, así como la productividad de la mano de obra local.

c) Otros gastos, incluyendo tributos del sector.

d) Un monto de compensaciones (Compensación Base) asociado a la confiabilidad correspondiente a una empresa correctamente operada y con un mantenimiento eficaz, del que se descontarán las compensaciones a los usuarios correspondientes por la calidad de servicio suministrada (compensaciones por frecuencia y duración de indisponibilidad forzada) de acuerdo a lo que se establece en el Anexo.

Artículo 99°. La remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión existentes a la puesta en marcha del MMEE, así como sus fórmulas de reajuste, serán determinadas cada cuatro años por el Poder Ejecutivo, recabándose el asesoramiento del Regulador, y la opinión previa del Trasmisor. Tal determinación se realizará de acuerdo con los procedimientos que se establecen en este Reglamento, debiendo fijarse en el mes de diciembre previo al año en que regirán. Dentro del período de cuatro años la remuneración y las tasas de conexión se ajustarán en función de la variación que experimente su valor, de acuerdo a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen la remuneración. A partir de las próximas revisiones tarifarias, las fórmulas de ajuste de la remuneración podrán incorporar, además, un factor que reduzca anualmente la remuneración, atendiendo al incremento de la eficiencia. Este factor será determinado también a partir de estudios de benchmarking. El ajuste deberá efectuarse semestralmente a los valores que resulten de aplicar las fórmulas correspondientes y su incidencia será trasladada a los Cargos de Trasmisión. El Trasmisor realizará los cálculos del ajuste, remitiéndolos al Regulador para su contralor y posterior aprobación. Los ajustes deberán publicarse en el Diario Oficial y en el sitio Web del Regulador.

CAPITULO III. REMUNERACION RECONOCIDA PARA EXPANSIONES

Artículo 100°. La remuneración a reconocer al Trasmisor seguirá los siguientes criterios:

a) A UTE como Trasmisor se le reconocerá la remuneración indicada en el Artículo 85, con las compensaciones que le correspondan por el régimen de calidad, adicionando:

   i. El cargo por inspección de obras de los Subcontratistas del Trasmisor cuando están a cargo del proyecto y construcción que será igual al 4% (cuatro por ciento) del Valor Nuevo de Reemplazo de la misma.

   ii. El cargo por control de la operación y mantenimiento que será igual al 2% (dos por ciento) del valor por tal actividad, que se reconocería a esas instalaciones de ser instalaciones existentes.

   En los supuestos en que la operación y mantenimiento estuvieren a cargo del Subcontratista, se podrá convenir en el contrato correspondiente, que el monto por las compensaciones recaiga en aquel.

b) Para las Ampliaciones por Requerimiento Particular, cuya utilización sea requerida por terceros, la remuneración reconocida, incluyendo el uso propio, será igual a la de las instalaciones existentes multiplicada por un coeficiente de adaptación equivalente a la relación entre la potencia máxima utilizada en los escenarios establecidos para el cálculo de cargos de peaje, y la capacidad de trasmisión disponible.

TITULO III. REGIMEN TARIFARIO A LOS USUARIOS DE TRASMISION

CAPITULO I. CARGOS DE LOS USUARIOS

Artículo 101°. La remuneración reconocida a los Trasmisores será pagada por los usuarios de acuerdo con lo establecido en el régimen tarifario, cuyos cargos serán calculados anualmente. Los cargos a pagar por los usuarios serán:

a) El cargo de conexión para los usuarios conectados directamente al sistema de trasmisión. Estos cargos son pagados por las instalaciones necesarias para que el usuario se vincule al sistema de Trasmisión que sean propiedad del trasmisor.

b) Ingreso tarifario: Se obtiene como resultado de la aplicación de precios de la energía diferenciados por nodo. El DNC, al realizar las transacciones de energía, determinará el excedente por diferencias de precios nodales. Este cargo no se aplica a Interconexiones Internacionales.

c) Cargo de peaje, definido a partir de la diferencia entre la remuneración reconocida por equipamiento de Interconexión y el ingreso tarifario. El cargo de peaje será la suma de los cargos por peaje:

   i. por potencia, y

   ii. por localización.

Artículo 102°. En Anexo se detalla la metodología tarifaria para determinar el peaje por potencia que será asignado a los Agentes Consumidores y el correspondiente a localización que será determinado por un modelo nodal que valorizará el uso considerando la capacidad adaptada de los equipamientos de interconexión, y el uso marginal respecto a nodo de referencia, y que será asignado a las demandas ubicadas en la Trasmisión Central, a la generación y a la demanda de exportación.

Artículo 103°. Los cargos de conexión y de peaje para los usuarios, correspondientes a cada año tarifario, serán calculados por la URSEA según la metodología correspondiente, elevándolos al Poder Ejecutivo para su aprobación, previa opinión de UTE.

Nota: Redacción dada por texto de art. 5 del decreto 136/012

Artículo 104º. La Generación Distribuida se encuentra exonerada de todos estos cargos mientras su nodo de conexión a la red de trasmisión a través de la red de distribución sea demandante de potencia. Dicho nodo de conexión se define como la estación de Alta a Media tensión que alimenta la red radial a la que se conecta la Generación Distribuida, en aquella topología seleccionada por el Distribuidor para la operación sin contingencias.

El nodo de conexión se considera demandante de potencia si la demanda neta máxima en el mismo, es mayor o igual a cero.

La demanda neta máxima es la que resulta de deducir de la demanda máxima, la generación existente conectada en la red radial en consideración hasta el mismo nodo, en los mismos escenarios utilizados para la determinación de los cargos por peaje en cada período tarifario.

CAPITULO II. CARGO A LOS USUARIOS DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Artículo 105°. Cada contrato de importación o exportación deberá contar con Derechos de Trasmisión Firme en la Interconexión Internacional correspondiente. El DNC debe mantener y actualizar la base de datos identificando para cada Interconexión Internacional: los poseedores de los Derechos de Trasmisión Firme, la capacidad no asignada y la capacidad asignada a cada contrato firme.

Los poseedores de los Derechos de Trasmisión Firme asumen el compromiso de pagar al Trasmisor de Interconexión Internacional una proporción del canon mensual que corresponda a la proporción de los derechos que posee. Una vez asignados estos derechos a un Participante, éste no puede renunciar a los mismos pero puede transferirlos a un tercero.

El DNC debe actualizar su registro cada vez que autorice una asignación de Derechos de Trasmisión Firme o una transferencia de Derechos de Trasmisión Firme o excedentes transitorios e informar a todos los Participantes junto con la Programación Semanal las transferencias realizadas y sus precios. Cada asignación o transferencia de asignación de Derechos de Trasmisión Firme autorizada entra en vigencia a partir del primer día del mes siguiente a la autorización de su asignación.

Artículo 106°. En caso de que uno o más Participantes requieran la asignación o transferencia de excedentes para un mismo contrato (por ejemplo, en caso de licitarse un contrato de importación o exportación), el DNC debe realizar la asignación o transferencia por un plazo de 30 días hábiles, condicionada a la suscripción del contrato. Cuando se trate de un contrato a ser adjudicado en el marco de una licitación pública internacional el plazo se extenderá hasta la adjudicación. De este modo, el requerimiento de capacidad para un contrato tendrá una única asignación aún cuando más de un participante esté interesado en lograr dicho contrato.

Artículo 107°. El titular de Derechos de Trasmisión Firme con excedentes o excedentes transitorios transferibles, puede acordar su transferencia a otro Participante que pueda realizar contratos de importación o exportación según corresponda. Se entiende que un Participante tiene excedentes o excedentes transitorios cuando es titular de Derechos de Trasmisión Firme por una capacidad mayor que la que requieren sus contratos de importación y exportación vigentes o acordados con vigencia futura. Dicha transferencia puede ser el resultado de un acuerdo entre partes, una oferta de excedentes mediante una licitación abierta a demandantes de dicho excedente, u otra metodología que el participante considere conveniente.

Artículo 108°. El precio regulado del peaje a pagar por terceros, por el uso de parte o toda la capacidad de Interconexión Internacional con Derechos de Trasmisión Firme, para intercambios Spot de energía, es el que resulta de aplicar la fórmula siguiente:

$$Peaje_i(\$/MWh) = \frac{Canon \times \alpha}{Cap \times NHA \times \%Util}$$

siendo:

Cap:	Capacidad máxima de interconexión
NHA:	Número de horas del año
%Util:	Porcentaje de utilización (igual al setenta por ciento)
α:	porcentaje a fijar por el Poder Ejecutivo

El coeficiente α será establecido por el Poder Ejecutivo, a propuesta del Regulador.

El DNC es el responsable de calcular e informar en la Programación Estacional de Largo Plazo los precios regulados de los peajes y la utilización resultante para cada Interconexión Internacional.

Los peajes serán remunerados a los propietarios de los Derechos de Trasmisión Firme.

Artículo 109°. Para la Interconexión Internacional existente, Conversora Rivera - Livramento, donde no existe un canon establecido, el Regulador propondrá al Poder Ejecutivo para su aprobación un canon equivalente con los mismos principios remuneratorios que corresponden a las instalaciones existentes de trasmisión.

UTE como propietario de los Derechos de Trasmisión Firme de las instalaciones podrá solicitar al Regulador que los Agentes Consumidores asuman la remuneración de esas instalaciones, renunciando a los mismos.

En ese caso la ADME podrá realizar una licitación para adjudicar nuevamente los Derechos de Trasmisión Firme, a solicitud de eventuales interesados, con un precio base igual al pago del 70% (setenta por ciento) del reconocimiento tarifario por unidad de capacidad de trasmisión.

En este caso, UTE como Trasmisor de la Interconexión Internacional mantendrá la propiedad de las instalaciones y el derecho a percibir el canon.

CAPITULO III. INGRESO TARIFARIO

Artículo 110°. Para cada línea que vincula un nodo i con un nodo j, se recaudará un monto igual a la diferencia entre la energía saliente a cada hora multiplicada por el precio de la energía en el nodo correspondiente, y la energía inyectada multiplicada por el precio en el respectivo nodo. La suma de este valor extendida a todo el mes es el ingreso tarifario asociado a cada línea.

$$IT_{ij} = \sum_{h} \left(E_{jh} \times Ps_{jh} - E_{ih} \times Ps_{ih} \right)$$

siendo:

h: hora del mes

E_{jh}: energía recibida en el nodo *j* desde el nodo *i* a la hora *h*

E_{ih}: energía inyectada en el nodo *i* hacia el nodo *j* a la hora *h*

Ps_{jh}: precio spot de la energía en el nodo *j* a la hora *h*

Ps_{ih}: precio spot de la energía en el nodo *i* a la hora *h*

Este monto será calculado por el DNC con la programación semanal y liquidado mensualmente con la liquidación mensual del Mercado. El detalle para el cálculo del precio de nodo se establece por Anexo.

SECCION VI. CRITERIOS DE DISEÑO Y DESEMPEÑO MINIMO

Artículo 111°. Los equipamientos a instalar en el Sistema de Trasmisión, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, deberán cumplir los criterios de diseño establecidos en los Anexos y permitirán la operación del Sistema de Trasmisión de acuerdo a las normas y procedimientos de seguridad que cada Trasmisor deberá someter a la aprobación del Regulador.

El equipamiento del Sistema de Trasmisión deberá operar dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo.

Las instalaciones y equipamientos vinculados al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes.

Todos los usuarios deberán disponer de los equipamientos necesarios para una operación confiable y eficiente, de acuerdo con lo establecido en Anexo.

Artículo 112°. El SIN tendrá la calidad de servicio objetivo que se establece en Anexo, para lo cual deberá programarse, y operar el sistema en base a los criterios establecidos en el mismo. Para ello la actividad del DNC y de los Agentes deberá conformarse a lo establecido por el presente Reglamento, considerando inclusive el control requerido para asegurar la calidad.

Deberán cumplirse:

a) Los criterios de planificación del Sistema de Trasmisión que establecen los requerimientos de expansión.
b) Los criterios de planificación del despacho.
c) Los criterios de operación del SIN.

Artículo 113°. El DNC controlará permanentemente que la operación del Sistema de Trasmisión se efectúe dentro de los niveles de calidad especificados en el presente Reglamento. En tal sentido ejecutará y hará ejecutar las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normales como de emergencia.

SECCION VII. REGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRASMISION

Artículo 114°. El objetivo del régimen de calidad es incentivar la disponibilidad de las instalaciones de trasmisión, para lograr calidad y seguridad en el servicio.

Artículo 115°. El régimen de calidad reconocerá una compensación base al Trasmisor por la indisponibilidad de referencia de una empresa operada y mantenida eficientemente y un régimen de compensaciones a los usuarios ante cada indisponibilidad.

El cálculo de las compensaciones será realizado por el Regulador en base a la información suministrada por el DNC, de acuerdo con los criterios establecidos en Anexo. El monto de la compensación base por indisponibilidad de una instalación se definirá en relación con la remuneración reconocida por operación y mantenimiento para esa instalación.

El nivel de calidad del Servicio de Trasmisión se medirá sobre la base de la disponibilidad del equipamiento de Trasmisión, conexión, compensación y transformación y su capacidad asociada. De la remuneración del Trasmisor se descontarán las compensaciones a los usuarios por todas las indisponibilidades de sus equipos. Se considerará que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Artículo 116°. Todo equipamiento asociado al Servicio de Trasmisión que se encuentre fuera de servicio por mantenimientos programados conforme a los procedimientos establecidos para este efecto, será considerado en condición de indisponibilidad programada. Las compensaciones asociadas a la indisponibilidad programada tendrán como objetivo incentivar al Trasmisor a minimizar sus períodos de mantenimiento, y a desarrollar técnicas de mantenimiento con tensión.

Artículo 117°. Cuando un equipamiento de trasmisión se encuentre fuera de servicio sin que tal situación se deba a órdenes de operación impartidas por el DNC, o a indisponibilidad programada, será considerado en condición de indisponibilidad forzada. El régimen de calidad considerará los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad.
b) El número de salidas de servicio forzadas.

Artículo 118°. En el régimen de calidad, la compensación por indisponibilidad de un equipo de Trasmisión dependerá:

a) De si se trata de una indisponibilidad programada o forzada.
b) Del nivel de tensión, ya que la compensación estará en función de la remuneración que se percibe por cada instalación.

SECCION VIII SERVICIO DE REDES POR AGENTES DISTRIBUIDORES

TITULO I. ACCESO ABIERTO

Artículo 119°. Las Redes de Distribución podrán ser utilizadas por terceros, de existir Capacidad Remanente. Estos pueden ser:

a) Generadores y Autoproductores.
b) Grandes Consumidores.

TITULO II. TARIFAS DE PEAJE

CAPITULO I. USUARIOS GENERADORES Y AUTOPRODUCTORES

Artículo 120°. Los Generadores y Autoproductores conectados a la red del Distribuidor no pagarán cargos por el uso de la red de distribución. Deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por esta conexión exclusivamente las ampliaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión.

CAPITULO II. GRANDES CONSUMIDORES

Artículo 121°. El Servicio de Red que brinda un Distribuidor a un Gran Consumidor es equivalente al prestado a los suscriptores. El Distribuidor mantiene la obligación de expandir, y el peaje coincidirá con el Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y el Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) incluido en la tarifa correspondiente al nivel de tensión al que se conecta el usuario por un servicio equivalente.

SECCION IX SERVIDUMBRES Y EXPROPIACION

Artículo 122°. De conformidad con lo establecido en el Decreto-ley Nº 10.383 de febrero de 1943 y el artículo 26 del Decreto-ley Nº 14.694, la propiedad inmueble que resulte afectada por la construcción, vigilancia y servicios de líneas de trasmisión, así como sus complementos y ampliaciones se encuentra sujeta a servidumbres.

A iniciativa de suministrador del servicio público de trasmisión, el Poder Ejecutivo establecerá la zona de las servidumbres. Posteriormente dicho suministrador designará los predios afectados por las mismas, notificando debidamente a sus titulares, y ejerciendo la titularidad de los derechos y obligaciones previstos en el Decreto-ley Nº 10.383.

En caso de oposición o resistencia del propietario de un inmueble afectado, será de aplicación el procedimiento establecido en los artículos 24 y siguientes de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997.

Artículo 123°. El propietario de los bienes afectados será indemnizado de los daños y perjuicios que sean consecuencia directa, inmediata y necesaria de las servidumbres, sin que su reclamación pueda impedir o retardar la efectividad de las mismas.

Cuando, a causa de las servidumbres, el inmueble quedare por sus dimensiones notablemente depreciado o inadecuado para su edificación o aprovechamiento, podrá decidirse su expropiación, teniendo el propietario derecho a solicitarla dentro de un plazo de 15 (quince) días de notificado de la imposición de la servidumbre.

REGLAMENTO DE TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA ANEXOS

ANEXO I. BASE DE DATOS TÉCNICA DEL SISTEMA

TÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Artículo 1°. Este Anexo contiene los procedimientos para la colección de los datos técnicos relativos al sistema eléctrico, que serán suministrados al DNC por cada Agente.

TÍTULO II. BASE DE DATOS

Artículo 2°. La información técnica del sistema eléctrico estará organizada en una base de datos, que almacenará la información técnica suministrada al DNC por los Agentes o sus Comercializadores. La información de la base de datos técnicos será pública.

Artículo 3°. La información técnica se utilizará para evaluar la seguridad de la operación del sistema eléctrico, desarrollar los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico necesarios para establecer sus Criterios de Desempeño Mínimo y dar sustento técnico a las normas de operación, dentro de las cuales se enmarcará la operación en tiempo real del sistema.

Artículo 4°. Cada Agente deberá informar al DNC los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones en un formato estándar desarrollado para tal fin por el DNC.

TÍTULO III. IDENTIFICACIÓN

Artículo 5°. El DNC es responsable de acordar con los Agentes la nomenclatura a emplear para identificar cada tipo de Agente y la nomenclatura para identificar los equipos y puntos de conexión con la red de trasmisión.

El objetivo de la nomenclatura es uniformizar la identificación de las subestaciones, líneas de trasmisión, puntos de conexión y equipos en general, a través de una clave de combinaciones alfanuméricas.

Artículo 6°. Todos los Agentes deberán emplear la nomenclatura establecida en la información que suministren al DNC.

Artículo 7°. El tipo de codificación de los datos a proporcionar será el siguiente:

a) Código alfanumérico para Agentes

b) Código numérico y código alfabético para subestaciones y centrales
c) Código numérico de líneas de trasmisión
d) Código numérico para nivel de voltaje
e) Código numérico para interruptores y seccionadores

TÍTULO IV. SUMINISTRO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DATOS

Artículo 8°. Cada Agente debe suministrar al DNC la información técnica indicada en este Anexo. Deberá informar asimismo cualquier modificación que surja de dicha información suministrada.

Artículo 9°. Los nuevos Agentes deberán presentar, a más tardar tres meses antes de la fecha de inscripción en el DNC, la información de los grupos de datos asignados. Una vez que la información haya sido validada, el DNC entregará al nuevo Agente un informe con todos los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones.

Artículo 10°. Siempre que sea posible, la información estará estructurada en formatos estándar para presentarla al DNC, por escrito y en archivos en medios magnéticos.

Artículo 11°. Siempre que un Agente notifique un cambio o modificación de uno de los datos técnicos registrados en la base de datos del DNC, lo debe notificar al DNC.

Artículo 12°. Si un Agente falta al suministro de algún dato técnico, el DNC estimará el dato faltante, cuando lo considere necesario. Los datos estimados pueden estar basados en datos suministrados previamente o corresponder a los de una central o equipo similar, o emplear datos típicos. El DNC notificará al Agente cuando esté estimando uno de los datos técnicos que lo relacionen directamente.

TÍTULO V. DATOS BÁSICOS

CAPÍTULO I. TIPO DE DATOS TÉCNICOS

Artículo 13°. La información técnica comprende los siguientes tipos de datos:

a) *Datos Técnicos de Generadores***.** Datos o parámetros eléctricos de los equipos, para estudios eléctricos. Identificación de puntos de conexión a la red.
b) *Parámetros de operación para unidades generadoras*. Parámetros requeridos para la planificación del arranque o parada de unidades generadoras y las restricciones operativas de las unidades generadoras.
c) *Datos de Equipos de trasmisión*: Parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas que conforman la red de trasmisión.
d) *Consumo*: Información relativa a la demanda por punto de conexión y energía tomada (consumo) de la red. Puntos de conexión de cada Agente Consumidor.

Proyección de demanda y consumo, curvas típicas.

e) *Programa Anual de Mantenimientos*: información de los mantenimientos mayores de equipos de generación y equipamientos de trasmisión.

Los grupos de datos asignados a cada Agente dependerán de la clase de instalaciones de las que sea propietario.

CAPÍTULO II. REQUISITOS

Artículo 14º. Antes de ingresar como Agente, se deberá suministrar al DNC la información técnica que se indica en este Anexo con una anticipación no inferior a 3 (tres) meses al ingreso al Mercado.

Artículo 15º. Un Agente que quiera ingresar nuevas instalaciones o nuevas demandas o adiciones o realizar cambios en instalaciones existentes, deberá suministrar la correspondiente información técnica al DNC, de acuerdo a lo definido en el presente Anexo, con una anticipación no inferior a 3 (tres) meses.

La información deberá ser entregada al DNC, impresa y en copia electrónica, con la identificación de la empresa correspondiente.

Artículo 16º. Toda modificación en la información técnica correspondiente a los datos básicos sólo podrá ser solicitada por un Agente con la correspondiente justificación técnica y deberá ser suministrada al DNC con una anticipación no menor que 15 (quince) días hábiles previo a su entrada en vigencia.

TÍTULO VI. DATOS PARA ESTUDIOS DE LA RED

CAPÍTULO I. ACCESO A LA RED

Artículo 17°. Los Agentes Trasmisores deberán suministrar la información de su equipamiento para estudios de redes.

Artículo 18°. El Usuario deberá suministrar los estudios y datos correspondientes a la autorización de acceso a la red.

CAPÍTULO II. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Artículo 19°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de transformación que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Capacidad Nominal (MVA)
b) Impedancia de secuencia positiva
c) Impedancia de secuencia cero
d) Razón de Transformación, Voltajes Nominales
e) Grupo de conexión
f) Pérdidas en vacío
g) Pérdidas a plena carga
h) Método de puesta a tierra
i) Tipo de cambiador de derivaciones (con o sin carga), pasos y rango de regulación
j) Máxima sobrecarga, curva de daño
k) Sistemas de protecciones y ajustes

CAPÍTULO III. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Artículo 20°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los interruptores de potencia que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Tensión nominal
b) Corriente nominal
c) Capacidad de interrupción, simétrica y asimétrica
d) Capacidad de cierre en cortocircuito
e) Ciclo de operación nominal
f) Tiempo de operación
g) Tipo (aceite, neumático, SF_6, vacío, etc.)
h) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar)

CAPÍTULO IV. GENERADORES

Artículo 21°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de generación que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Potencia aparente nominal
b) Voltaje nominal
c) Factor de potencia nominal
d) Conexión
e) Método de puesta a tierra
f) Reactancia síncrona de eje directo, X_d
g) Reactancia síncrona de eje en cuadratura, x_q
h) Límite inferior de potencia reactiva (capacitiva)
i) Límite superior de potencia reactiva (inductiva)
j) Reactancia de secuencia cero, x_0
k) Resistencia de secuencia cero, r_0
l) Reactancia de secuencia negativa, x_2
m) Resistencia de secuencia negativa, r_2
n) Reactancia subtransitoria saturada, x''_{dsat}
o) Resistencia del estator
p) Corriente de cortocircuito trifásico permanente
q) Corriente de cortocircuito bifásico permanente
r) Corriente de cortocircuito monofásico permanente
s) Razón de cortocircuito
t) Constante de inercia
u) Tipo de rotor (polos salientes, polos lisos)
v) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T'_d
w) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T'_q
x) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d
y) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T''_q
z) Reactancia transitoria de eje directo, x'_d
aa) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, x'_q
bb) Reactancia subtransitoria de eje directo, x''_d

cc) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, $x"_q$

dd) Reactancia de saturación de Potier, x_p

ee) Curva de saturación de la corriente de campo con generador en circuito abierto a las siguientes condiciones:

i. 120% del voltaje terminal nominal

ii. 110% del voltaje terminal nominal

iii. 50% del voltaje terminal nominal

ff) Sistemas de protecciones y ajustes

CAPÍTULO V. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (GENERADORES)

Artículo 22°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de su sistema de regulación automática de tensión que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Modelo, Diagrama de bloques

b) Ganancia

c) Corrientes máximas y mínimas de excitación

d) Velocidad de respuesta

e) Sistema de protecciones y ajustes

CAPÍTULO VI. SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE VELOCIDAD (GENERADORES)

Artículo 23°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de su sistema de regulación automática de velocidad que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Modelo, Diagrama de bloques

b) Estatismo

c) Ganancia

d) Límite rampa de variación de carga (Incremento o decremento de carga)

e) Velocidad de respuesta

f) Sistemas de protecciones y ajustes

CAPÍTULO VII. SUBESTACIONES

Artículo 24°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de las subestaciones que le correspondan, incluyendo diagrama unifilar de las mismas, y mostrando los siguientes equipos con sus principales especificaciones técnicas:

a) Barras colectoras

b) Equipo de transformación

c) Interruptores

d) Seccionadores

e) Conexiones de puesta a tierra

f) Equipo de medición

g) Equipos de sincronización

h) Equipos de comunicaciones

i) Sistemas de protección

j) Transformadores de corriente y voltaje

k) Pararrayos

CAPÍTULO VIII. DESCARGADORES

Artículo 25°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los descargadores que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Tensión nominal de operación
b) Tipo
c) Máximo voltaje en la ubicación del descargador
d) Características nominales de los descargadores (COV, TOV, Máxima Tensión Residual, tensión de cebado si corresponde)
e) Tensión de flameo del aislador
f) Energía)
g) Máxima de disipación

CAPÍTULO IX. DISPOSITIVOS DE RECIERRE DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN

Artículo 26°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los dispositivos de recierre de líneas de trasmisión que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Tipo de dispositivo
b) Tipo de operación (monofásico, trifásico, instantáneo, sincroverificado, etc.)
c) Tiempo de recierre
d) Número de intentos de recierre

CAPÍTULO X. EQUIPO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVA

Artículo 27°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los equipos de compensación de reactiva que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Tipo de equipo
b) Capacidad nominal
c) Rango de operación
d) Características del control automático
e) Puntos de conexión

CAPÍTULO XI. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Artículo 28°. El Usuario deberá suministrar en medio magnético e impreso, para efectuar los estudios de redes los datos de los sistemas de protección que le correspondan y que se detallan a continuación:

a) Tipo de relé
b) Características de operación
c) Rangos de operación
d) Ubicación
e) Ajustes
f) Procedimiento de lectura y significado de cada mensaje o indicación

TÍTULO VII. AGENTE PRODUCTOR

Artículo 29°. Cada Agente Productor deberá suministrar información sobre las características técnicas de cada central, identificando su nodo de conexión, las unidades dentro de cada central y sus características. Dicha información debe incluir como mínimo lo siguiente:

a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una nombre, tipo, localización y características generales

b) Para cada central, número de unidades generadoras y agrupamiento en Grupos a Despachar (GD)

c) Puntos de conexión a la red a través de los cuales inyecta energía

d) Para cada unidad y Grupo a Despachar (GD):

- Capacidad máxima, potencia neta efectiva (MW)
- Mínimo técnico (MW)
- Tasa de indisponibilidad forzada prevista
- Mantenimientos típicos previstos

e) Regulación de tensión:

i. Márgenes de subexcitación y sobreexcitación

ii. Curva de Capabilidad de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora siguiendo procedimientos normalizados internacionalmente. En caso de no hacerlo, el DNC la fijará de acuerdo a curvas de capacidad estándar y considerará como disponible la potencia reactiva indicada por dicha curva.

f) Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva

g) Consumos propios (consumos auxiliares)

h) Capacidad de arranque en negro

i) Para unidades generadoras térmicas:

i. Tipos de combustible que puede consumir y condiciones de almacenamiento

ii. Restricciones de arranque y parada: Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga, tiempo mínimo entre arranque y parada. Tiempos para arranque en caliente.

iii. Velocidad de toma de carga: Rampa máxima de toma de carga y de reducción de carga

j) Para centrales hidroeléctricas:

i. Característica de los embalses

ii. Topología de la cuenca, vertimiento y derivación: central aguas abajo para vertimiento, central aguas abajo para turbinado, central aguas abajo para filtración.

iii. Tipo (de embalse, compensador o regulador, de pasada, etc.)

iv. Cotas mínimas y máximas operativas (normal y extraordinaria)

v. Curva de volumen embalsado

vi. Datos de evaporación o filtración, cuando corresponda

vii. Estación hidrológica de caudales

viii. Registros históricos de afluentes

ix. Requerimientos aguas abajo que afectan su despacho

x. Coeficiente de producción (MW/m3/s), de acuerdo al estado del embalse o erogación y coeficiente promedio

xi. Caudal turbinable, mínimo y máximo (m3/s), por unidad y por central

TÍTULO VIII. AGENTE CONSUMIDOR

Artículo 30°. El Agente Consumidor suministrará su pronóstico de demanda para los meses restantes del año, y los dos años subsiguientes, incluyendo:

a) Puntos de conexión a la red a través de los cuales retira energía
b) Capacidad de sus instalaciones para el Control de Tensión
c) Consumo de energía y potencia previstos en períodos mensuales, semanales y diarios, bajo diferentes hipótesis (más probable, alta y baja)
d) Características de las curvas de carga típicas
e) Demanda de punta
f) Posibilidades de demanda flexible (interrumpible)

ANEXO II ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ACCESO Y AMPLIACIONES DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

Artículo 1°. Los objetivos de este Anexo son el de establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia, que todo interesado en acceder al Sistema de Trasmisión, debe presentar para la evaluación de:

a) Solicitud de Acceso a la Capacidad de Trasmisión Existente, presentada por un interesado que requiera conectar sus instalaciones eléctricas, de manera que implique una modificación de la potencia intercambiada en el sistema, en los términos estipulados en el Reglamento de Trasmisión
b) Solicitud de Ampliación de la Capacidad de Trasmisión del sistema, presentada por uno o más Agentes, en los términos estipulados en el Reglamento de Trasmisión

Artículo 2°. El solicitante debe tener presente que el Regulador podrá requerir información adicional respecto a lo indicado en estas normas en la medida que así lo considere conveniente.

Artículo 3°. Los estudios a presentar deberán permitir la verificación de:

a) El funcionamiento del SIN o sistemas aislados, en estado estático
b) Los límites de trasmisión de energía eléctrica en los Sistemas de Trasmisión afectados
c) El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos como resultado de diferentes perturbaciones y maniobras

Artículo 4°. El DNC y el Trasmisor involucrado procederán a verificar que:

a) La Base de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuados, así como el origen y adecuación de la información complementaria proveniente de otras fuentes que no sea la Base de Datos del DNC
b) Los estados y escenarios analizados sean los requeridos
c) Los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema y de los efectos de la nueva instalación sobre el mismo
d) Antes de los cambios propuestos no existen limitaciones en el sistema

Artículo 5°. El solicitante debe verificar que la nueva instalación no producirá efectos adversos en el sistema o en caso de producirlos, proceder a su evaluación, señalando las posibles correcciones que se necesiten realizar con el fin de viabilizar el acceso de nuevos Agentes.

Artículo 6°. El solicitante deberá estudiar los efectos de los nuevos Agentes sobre el sistema, y como mínimo analizar si la incorporación de nuevas instalaciones:

a) Cumple con los Criterios de Desempeño Mínimo
b) Produce corrientes de cortocircuito excesivas u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes o requerir su adecuación o reemplazo
c) Incrementa los costos de operación del sistema, incluyendo la energía no suministrada (ENS) del sistema
d) Introduce perturbaciones inadecuadas en armónicas y flicker

Artículo 7°. Los criterios de modelado y herramientas a utilizar deben ser los siguientes:

a) Usar preferentemente programas que son utilizados habitualmente por el DNC y los Trasmisores para realizar estudios operativos. En caso de utilizar otro programa, el responsable técnico del estudio deberá avalar bajo su responsabilidad que tal programa es de características iguales o superiores y que los datos y sus resultados han sido verificados. Se deberá indicar el nombre de la empresa y de las personas responsables de los estudios. El interesado debe solicitar la aprobación de los programas a utilizar.

b) Para la verificación de los modelos o programas que sean diferentes a los que ha aprobado el Regulador, se debe utilizar la o las bases de datos normalizadas y los resultados (como referencia), que están aprobados por el Regulador.

c) La información básica a considerar será aquella disponible en la Base de Datos del DNC, quien la suministrará al solicitante. Todos aquellos datos que no provinieren de esa Base de Datos, deberán explicarse particularmente en el estudio, incluyendo sus fuentes y la calidad atribuida.

d) Los estudios deberán considerar e incluir todas aquellas ampliaciones o incorporaciones que contaren con autorización del Regulador a la fecha de presentación de la solicitud, pudiendo el Regulador requerir al solicitante la adecuación de éstos en función de las eventuales autorizaciones durante el proceso de evaluación de la misma.

e) Los estudios a presentar por el solicitante deberán tener el detalle necesario para poder demostrar que la conexión o instalación propuesta cumple con los Criterios de Desempeño Mínimo en el marco del sistema existente o con adecuaciones.

f) El solicitante deberá considerar despachos de carga típicos del DNC, en condiciones estacionales de demanda máxima y mínima e hidrología media para los años segundo y cuarto, contados a partir de la fecha prevista para la puesta en servicio comercial de la instalación propuesta, considerando inclusive escenarios de exportación e importación de energía eléctrica, si ese fuere el caso. Se deben considerar situaciones excepcionales previsibles en el SIN dentro de un horizonte de 5 (cinco) años, contados a partir de la puesta en servicio comercial, asociados a condiciones extremas de máximos y mínimos, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia o restricciones en la Red de Transmisión.

g) Al respecto debe tenerse presente que los datos y parámetros referidos a las nuevas instalaciones, a utilizar en los estudios, serán los definitivos y garantizados para las mismas, no admitiéndose bajo ninguna condición la presentación de estudios que se aparten de este criterio. En los estudios se podrá presentar más de un escenario, pero en cualquiera de ellos los datos y parámetros son los definitivos.

Artículo 8°. El informe de los estudios eléctricos debe contener como mínimo lo siguiente:

a) Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto resultante de la obra propuesta, sobre toda la infraestructura eléctrica asociada al sistema de transporte existente

b) Descripción resumida del proyecto nuevo o de la modificación propuesta

c) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo de los estudios

d) Exposición detallada de los resultados de los estudios realizados, separando apropiadamente los correspondientes a cada análisis, según el tipo de instalación, tipo de estudio y escenarios considerados

e) Base de datos utilizada, indicando su fuente

f) Criterios adoptados para realizar las simulaciones

g) Premisas de los estudios

h) Memoria de cálculo

i) Requerimientos del Sistema de Trasmisión

j) Modelos de prueba de los programas utilizados

Artículo 9°. En el caso de ser evidente o demostrarse un impacto no significativo en el comportamiento dinámico del sistema de trasmisión existente, ante determinadas perturbaciones, el interesado de nueva instalación o de ampliación del Sistema de Trasmisión, podrá no realizar estos estudios justificándolo adecuadamente.

ANEXO III METODOLOGÍA PARA LA REALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

Artículo 1°. La elaboración del «Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión» a realizar por UTE como Trasmisor deberá incluir los siguientes análisis:

a) Evaluación de la operación del Sistema de Trasmisión en condiciones medias y extremas y ante eventos esperables, en un horizonte de 5 (cinco) años, para determinar un diagnóstico sobre la operación prevista

b) Identificación de las expansiones necesarias para mantener los niveles de confiabilidad objetivo para un horizonte de 5 (cinco) años

c) Elaboración de estudios eléctricos detallados de flujos de carga, cortocircuitos y estabilidad, que permitan identificar en detalle los equipamientos necesarios para mantener los Criterios de Desempeño Mínimo

d) Formulación de las recomendaciones sobre expansiones del Sistema de Trasmisión y evaluación del funcionamiento esperado del Sistema de Trasmisión a mediano plazo (cinco años)

Se deberá emplear la siguiente información:

a) Proyecciones de la demanda y sus características en los nodos más importantes del Sistema de Trasmisión, para las próximos 10 (diez) años, sobre la base de la información suministrada por los Agentes del mercado y la que provenga de los estudios de largo plazo que realice el MIEM. La consolidación estará a cargo del DNC. Esta proyección deberá incluir las previsiones de exportaciones e importaciones.

b) Identificación de las expansiones de la generación previstas por los Agentes, incluyendo aquellas cuyo requerimiento al Sistema de Trasmisión exige algún compromiso firme. Identificación de retiros o modificaciones a la generación existente.

c) Evaluación de si es necesaria generación adicional para atender la demanda.

Artículo 2°. El DNC formulará un Procedimiento Técnico detallado sobre la elaboración del «Estudio de Mediano y Corto Plazo del Sistema de Trasmisión»

Artículo 3°. El DNC formulará el «Estudio de mediano y corto plazo del Sistema Interconectado Nacional» cuyos objetivos desde el punto de vista de la Trasmisión serán:

a) Análisis del impacto de nuevas instalaciones previstas

b) Análisis de la seguridad de suministro

c) Restricciones de Trasmisión: probabilidad de congestión

d) Requerimientos de Generación Forzada

e) Requerimientos de empleo de Esquemas de Control Suplementario (ECS)

f) Evaluación de la calidad de servicio

g) Análisis de escenarios extremos

Artículo 4°. El DNC formulará el «Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión», que deberá:

a) Planificar la expansión del Sistema de Trasmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas (que hayan asumido los compromisos correspondientes)

b) Identificar restricciones en la Red de Interconexión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda

c) Identificar las ampliaciones de los Sistemas de Trasmisión Zonales, excepto en el caso de expansiones requeridas para uso exclusivo de un Agente o Gran Consumidor

d) Identificar las ampliaciones para asegurar el suministro a la demanda cumpliendo con los Criterios de Desempeño Mínimo de la Trasmisión Central de acuerdo al despacho de la generación prevista existente con compromiso firme de conexión

e) Determinar una lista de soluciones propuestas y alternativas evaluadas, y la comparación económica y operativa de las mismas, que muestren la conveniencia de aquellas recomendadas

Artículo 5°. El DNC analizará las observaciones de los Agentes y enviará el informe con las mismas al Regulador.

ANEXO IV DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA

TÍTULO I. ALCANCE

Artículo 1°. En éste Anexo se establecen:

a) Las normas de diseño

b) Los Criterios de Desempeño Mínimo

TÍTULO II. NORMAS DE DISEÑO

Artículo 2°. Los equipamientos a instalar en el Sistema de Trasmisión, incluidos aquéllos de los puntos de conexión, deberán cumplir con los siguientes criterios de diseño general en el orden de prelación indicado:

a) Lo establecido en la presente norma

b) Las normas vigentes o aplicadas por UTE a diciembre de 2001 para el diseño de los equipamientos en cada nivel de tensión

c) Los criterios de diseño y proyecto utilizados para la construcción del sistema existente

Artículo 3°. UTE deberá presentar al Regulador una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados al Sistema de Trasmisión dentro del plazo de un año a partir de la puesta en funcionamiento del MMEE.

Artículo 4°. Los equipamientos a instalar en el Sistema de Trasmisión, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas y condiciones de diseño:

a) Deberán permitir la operación del Sistema de Trasmisión de acuerdo a las normas y procedimientos de seguridad que cada Trasmisor deberá someter a la aprobación del Regulador

b) El equipamiento del Sistema de Trasmisión en el punto de conexión, deberá soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que se produzca en la natural evolución del Sistema de Trasmisión. Cuando éste represente un cambio en los niveles de cortocircuito nominales del sistema se deberá analizar su autorización con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación de Beneficio General

c) Los neutros de los transformadores de alta tensión deberán contar con puesta a tierra. Cualquier desviación de esta especificación deberá contar con aprobación del Regulador.

d) El nivel de aislación del equipamiento del Sistema de Trasmisión en los puntos de conexión debe estar coordinado teniendo prioridad lo establecido por el Trasmisor para su equipamiento

e) El equipamiento del Sistema de Trasmisión deberá operar dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo

f) Las instalaciones y equipamientos vinculados al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes

g) El tiempo máximo para despeje de fallas, entendiéndose por tal al transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, que ocurran en los equipos del Usuario directamente conectados al Sistema de Trasmisión y para las que ocurran en los equipos del Sistema de Trasmisión directamente conectados a los del

Usuario, deberá ser determinado por el Trasmisor en forma previa a la conexión del Agente

h) El Usuario u otro Trasmisor conectados deberán disponer de protección de respaldo para fallas en el Sistema de Trasmisión y, el Trasmisor deberá disponer de tal protección para fallas en el sistema de los primeros. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones se acordarán entre las partes

i) El Usuario u otro Trasmisor y el Trasmisor deberán coordinar el ajuste de los relés y de las protecciones que afecten el área del punto de conexión, debiéndose garantizar que en todos los casos se desconecten solamente los aparatos defectuosos

j) Todos los Usuarios deberán integrarse a los ECS que con criterio técnico y económico el DNC juzgue necesario implementar para preservar la seguridad del Sistema Interconectado Nacional o de la mayor parte del mismo

k) Los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores, deben tener el equipamiento de comunicación con el DNC y con el Trasmisor indicado en el Anexo: Operación en Tiempo Real

l) Las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

   i. Los interruptores del punto de conexión entre un Generador y el Trasmisor deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en medición de las corrientes. Los requerimientos de la protección de falla de interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser establecidos por el Trasmisor

   ii. Disponer, con anterioridad a la conexión al Sistema de Trasmisión, del equipamiento de control de la tensión y de amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico que éste pueda requerir para su estabilidad. Cuando se requiera la instalación de un nuevo equipamiento su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por todos los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión

   iii. Contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en cada conexión entre un generador y el Sistema de Trasmisión y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiere el sistema eléctrico

   iv. Disponer con anterioridad a su conexión al Sistema de Trasmisión de las instalaciones de arranque en negro que el DNC establezca como necesarias para cada área. Para ello el DNC deberá formular un procedimiento técnico donde se establezcan las necesidades de arranque en negro para los nuevos generadores.

   Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión

   v. Permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los eventos en frecuencia y tensión establecidos en el presente Reglamento

   vi. Soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.

   vii. Disponer, con anterioridad a la conexión al Sistema de Trasmisión, de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación de ser requerido por el sistema eléctrico. Cuando se requiera su instalación con posterioridad a tal conexión, su costo de inversión y de operación y mantenimiento será absorbido por los Agentes Consumidores dentro de los Cargos de Trasmisión.

   viii. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente la frecuencia podría

sobrepasar 53.0 Hz y caer por debajo de 47.5 Hz. La unidad deberá poder mantener estos valores extremos no menos de 3 (tres) segundos.

ix. Estos criterios de diseño serán de obligatorio cumplimiento para toda nueva unidad generadora que se quiera conectar al sistema. Las unidades existentes a la puesta en marcha del MMEE deberán cumplir los requisitos de diseño que se les establecieron al momento de decidir su incorporación al sistema.

m) Los distribuidores y grandes consumidores vinculados directa o indirectamente al Sistema de Trasmisión deberán cumplir con los siguientes requerimientos generales:

i. Cuando el Trasmisor no cuente con interruptor en el nivel de tensión de conexión del Usuario, éste deberá suministrar al Trasmisor los medios para aislar las fallas o anormalidades del Sistema de Trasmisión. Ante fallas en el sistema del Usuario, su protección deberá disparar los interruptores de mayor tensión del Trasmisor.

ii. Cuando se requiera el recierre automático de los interruptores del Trasmisor después de fallas en el sistema del Usuario u otro Trasmisor, los equipos de interrupción serán suministrados de acuerdo a lo que estipulen las partes entre sí.

iii. Los neutros de los transformadores y de los bancos de los transformadores y reactores, conectados al Sistema de Trasmisión deberán contar con puesta a tierra rígida. El Trasmisor deberá acordar cualquier desviación de esta especificación, en especial en el caso de reactores de neutro asociados a la desconexión y recierre unipolar de líneas aéreas.

iv. Cumplir con las disposiciones de desconexión automática de la carga por baja frecuencia requerida por el SIN, de acuerdo a las metodologías establecidas en el presente Reglamento.

TÍTULO III. CRITERIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE LA TRASMISIÓN

Artículo 5°. EL SIN deberá tener el nivel de calidad establecido en el presente Anexo. Para ello se deberá propender a una calidad homologable, donde el nivel que se utilice en todas las etapas de programación y operativas sea el mismo. Para ello, la actividad del DNC y de los Agentes deberá ser consistente con lo establecido por el presente Anexo, considerando inclusive el control requerido para asegurar la calidad.

Artículo 6°. Para su cumplimiento los Agentes deberán cumplir con los requerimientos técnicos aquí establecidos y los requerimientos establecidos para los servicios auxiliares en el Reglamento de Operación.

Se deberán cumplir:

a) Los criterios de planificación del Sistema de Trasmisión que establecen los requerimientos de expansión
b) Los criterios de planificación del despacho
c) Los criterios de operación del SIN

Artículo 7°. Los Criterios de Desempeño Mínimo establecen:

a) Los criterios de seguridad estática
b) Los criterios de seguridad dinámica
c) Los criterios para la regulación de frecuencia
d) Los requisitos para las plantas generadoras
e) Los criterios para la asignación de la reserva operativa
f) Las medidas de salvaguarda y el plan de defensa
g) La recomposición del sistema regional a partir de un apagón

Artículo 8°. Los criterios de seguridad estática son:

a) La operación en estado permanente en condiciones normales deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,95 y 1,05 por unidad para 500 kV, y entre 0,93 y 1,07 por unidad para 150 kV o menor de tensión nominal. Dentro de esas condiciones la potencia transportada por línea de interconexión deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de Trasmisión

b) La operación en condiciones posteriores a contingencias simples deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,93 y 1,07 por unidad para 500 kV, y entre 0,9 y 1,1 por unidad para 150 kV o menor de tensión nominal

c) La operación en condiciones posteriores a cualquier contingencia deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,85 y 1,20 por unidad de la tensión nominal. Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que 60 (sesenta) segundos contados a partir de la contingencia

d) El DNC es responsable de determinar los niveles de tensión en cada subestación que forme parte del Sistema de Trasmisión para una operación segura del SIN, de comunicarlos a los Agentes responsables y a los conectados directamente a cada una de ellas y de operar el SIN de manera que esos niveles se mantengan. En los casos de la red de Trasmisión que formen parte de una red de distribución, el Distribuidor definirá y el DNC aprobará, los niveles de tensión de las mismas para una operación segura de dicha red. Los Agentes del MMEE a cuyo cargo estén los equipos de control mencionados anteriormente deberán acatar las instrucciones para su operación que reciban del DNC. Cualquier problema que impida cumplir con los requerimientos del DNC deberá ser comunicado de inmediato a éste.

e) Los Distribuidores y Grandes Consumidores deberán tener un factor de potencia superior a 0,95 reactivo, no debiendo superar el factor de potencia unitario en horas de valle. Los Generadores se deben comprometer a entregar su curva de capacidad de reactivo. Los Trasmisores deberán cumplir con los niveles de tensión establecidos

Artículo 9°. Los criterios de seguridad dinámica son que el SIN, en condiciones normales y frente a contingencias simples, deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida a partir de las proyecciones de la demanda. Además en condiciones normales o con un equipo fuera de servicio deberá soportar las contingencias simples sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico. A ese respecto las contingencias simples que se deben considerar son:

a) Sobre líneas de interconexión no radiales: cortocircuito monofásico, desconexión sin desconexión automática de carga o generación, y cortocircuito trifásico con apertura exitosa

b) Sobre líneas de interconexión radiales: cortocircuito monofásico y recierre exitoso sin desconexión automática de carga o generación, cortocircuito monofásico y apertura, y cortocircuito trifásico con apertura exitosa

c) Inicialmente se mantendrán los ECS vigentes a la puesta en marcha del MMEE. Toda modificación o eliminación de algún esquema vigente o el agregado de un nuevo esquema requerirá un estudio del DNC que justifique dicho cambio, y su aprobación por el Regulador

Artículo 10°. Los criterios para la regulación de frecuencia son:

a) La frecuencia nominal del SIN es 50 Hz. Los equipamientos del SIN deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de ± 0,2 Hz en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3/-2,5 Hz durante 3 (tres) segundos 21

b) A fin de suministrar una base de tiempo confiable para equipos que utilizan la frecuencia de línea a tal efecto, el DNC procurará que el error de tiempo tienda a cero. La corrección se iniciará cuando la desviación sea de 30 (treinta) segundos

c) A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, un porcentaje de la carga del SIN debe estar controlada por equipos de desconexión

automática por baja frecuencia. Sólo las cargas esenciales no formarán parte de este ECS, al que se denominará esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia. La selección de su ajuste y otras características será realizada por el DNC. Ante contingencias simples no se deberá superar un porcentaje de la desconexión de carga que propondrá el DNC y aprobará el Regulador.

Artículo 11°. El DNC deberá formular los requisitos para las plantas generadoras directamente vinculadas a la red de trasmisión mediante un procedimiento técnico que complemente lo establecido en el capitulo Normas de Diseño, y en el presente Anexo.

Dichos requisitos deberán establecer:

a) Los sistemas de regulación, control y protección mínimos con que deberán equiparse las plantas generadoras
b) El desempeño dinámico del sistema de excitación
c) El desempeño dinámico del sistema de regulación de velocidad de turbina
d) El desempeño dinámico del generador en carga

Artículo 12°. Para realizar una asignación eficiente de la Reserva Operativa entre las unidades generadoras del SIN, se deben establecer, mediante estudios de desempeño mínimo:

a) Las respuestas requeridas de los diferentes sistemas de control de generación
b) Una relación de compromiso entre niveles de reserva y de desconexión de cargas por baja frecuencia
c) Las reservas primarias requeridas y su óptima asignación
d) Las reservas secundarias requeridas y su óptima asignación

Artículo 13°. El DNC deberá diseñar un Plan de Defensa para fallas que están caracterizadas por perturbaciones múltiples de alta severidad que afectan al sistema en su conjunto, que compatibilice las siguientes cuestiones:

a) Programas de desconexión automática de cargas por mínima frecuencia y mínima tensión
b) Acciones automáticas para el desmembramiento controlado del sistema regional formando islas eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva
c) Acciones automáticas destinadas al aislamiento de los generadores preservando la alimentación de sus servicios auxiliares

Artículo 14°. El DNC establecerá las medidas de salvaguarda y el plan de defensa por medio de un procedimiento técnico que será de cumplimiento obligatorio luego de su aprobación por el DNC y su notificación al Regulador.

Artículo 15°. Cuando las acciones automáticas previstas en el plan de defensa no han sido suficientes o han fallado en su operación, se deberá contar con mecanismos que permitan de una manera segura, confiable y organizada, restablecer el suministro en aquellas partes afectadas y recomponer el sistema regional en el menor tiempo posible. Para lograr estos objetivos, el DNC deberá elaborar un procedimiento técnico de recomposición del sistema regional a partir de un apagón, que será de cumplimiento obligatorio luego de su aprobación por el DNC y su notificación al Regulador. Dicho procedimiento deberá:

a) Definir las plantas generadoras a las que se asigna el servicio de arranque en negro y son las responsables de proveerlo ante una emergencia
b) Identificar a los Agentes que intervienen en el proceso de recomposición (centros de control, centros operativos, centrales de generación, distribuidores, etc.) y definir sus roles y responsabilidades en el proceso de recomposición
c) Elaborar procedimientos que permitan realizar un rápido diagnóstico del estado operacional del sistema a continuación de un colapso
d) Elaborar procedimientos para la reposición de cargas críticas y la reconstitución de la red

e) Elaborar procedimientos operativos especialmente adaptados para superar situaciones de emergencia determinadas.

TÍTULO IV. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO

Artículo 16°. Los estudios para modificar los parámetros y Criterios de Desempeño Mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las premisas que se indican en el presenteAnexo. Se podrá realizar un estudio particular, para un parámetro o criterio específico, o un estudio general que abarque el conjunto de todos los criterios de calidad, seguridad y parámetros de desempeño mínimo.

Artículo 17°. El modelo de flujo de carga y estabilidad utilizado para los estudios deberá ser tal que pueda ser adquirido libremente por los Usuarios y que pueda representar el SIN y los sistemas de países vecinos que pueden influir en el comportamiento del sistema.

Artículo 18°. Se deberán modelar los elementos indicados en el Anexo: «Base de Datos Técnicos del Sistema».

Artículo 19°. Se modelarán escenarios de demanda probables y analizarán condiciones extremas, incluyendo hipótesis de demandas mínimas y máximas previstas.

Artículo 20°. Se analizarán las distintas condiciones posibles de generación e intercambio en interconexiones internacionales con el objeto de determinar la representación de estas variables a considerar como escenarios más críticos.

Artículo 21°. Los estudios deberán modelar:

a) Características técnicas del equipamiento de la red de trasmisión.
b) Entre las características de la red a tener en cuenta en los estudios de desempeño mínimo se deberá incluir la actuación de protecciones por sobrecarga de transformadores y autotransformadores ante una contingencia simple de generación.
c) Características técnicas de los equipos de generación, en particular la capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de las unidades generadoras de acuerdo a los límites técnicos definidos por las curvas de capabilidad.
d) Las características activa y reactiva de la carga.

Artículo 22°. Los estudios deberán proponer los parámetros de desempeño mínimo y requisitos para que se cumplan las siguientes condiciones:

a) Que la desviación de la tensión en las barras del Sistema de Trasmisión se mantenga dentro del rango definido en este Anexo en condiciones de operación normal, y dentro del rango definido para condición de emergencia ante una contingencia simple en los elementos que integran el Sistema de Trasmisión
b) Que la frecuencia se mantenga dentro del rango indicado en este Anexo
c) Que el SIN permanezca en condición estable transitoria y ante las contingencias definidas en este Anexo

TÍTULO V. RESERVA

Artículo 23°. Los siguientes requerimientos serán establecidos mediante procedimientos técnicos del DNC:

a) Reserva Operativa (rotante),
b) Reserva Fría de respuesta rápida y,
c) Reserva para respaldo de áreas,

La magnitud requerida para estas reservas se determinará mediante estudios de desempeño mínimo.

TÍTULO VI. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Artículo 24°. Los reguladores de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:

a) Estatismo con valores entre 0% y 10% (cero y diez por ciento), cambiable bajo carga, con excepción de unidades térmicas con turbinas de vapor las cuales podrán requerir máquina parada para cambiar el estatismo

b) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 (treinta) segundos para máquinas térmicas y 60 (sesenta) segundos para máquinas hidráulicas. Se define el tiempo de establecimiento como aquel del lazo de regulación de velocidad necesario para ingresar en la banda ± 10% (diez por ciento) del valor final deseado ante una perturbación de tipo escalón.

c) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación

Artículo 25°. Todas las unidades generadoras que se encuentren sincronizadas al SIN deberán estar libres de tomar o reducir carga, automáticamente, por acción del regulador ante variaciones de frecuencia en el SIN. En este régimen de operación las unidades podrán estar limitadas solamente por sus límites de operación. Se exceptúa de lo indicado a las unidades térmicas con calderas que debido a sus constantes térmicas podrán tener límites menores que el límite de operación, debiendo informar al DNC los límites adoptados ante cada condición de carga y la correspondiente justificación técnica.

Artículo 26°. El estatismo que cada generador seleccione para su regulador estará dado por la cantidad de reserva que le corresponda aportar para la Regulación Primaria de Frecuencia.

Ninguna unidad podrá estar limitada por «debajo», entendiéndose por esto que cada unidad deberá reducir carga de acuerdo al estatismo de sus reguladores cuando la frecuencia suba arriba de 50.1 Hz.

Artículo 27°. La Regulación Secundaria tiene como objetivo corregir el error de frecuencia.

Artículo 28°. El aporte máximo de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia de una unidad generadora es igual al aumento de la potencia generada que resultaría para dicha unidad si la frecuencia bajase a un valor de 49.5 Hz, teniendo en cuenta el estatismo de su regulador y las limitaciones existentes en la unidad generadora.

Artículo 29°. El requerimiento de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia se considera responsabilidad de todas las unidades generadoras sincronizadas al SIN de manera proporcional a su generación.

Artículo 30°. El requerimiento de reserva para Regulación Secundaria será cubierto en primer lugar por unidades hidráulicas.

Artículo 31°. Para condiciones de emergencia donde la frecuencia cae por debajo del primer escalón del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, actuarán los correspondientes relés de desconexión. Esta carga asignada al esquema de desconexión se considera como reserva de emergencia para la Regulación Primaria de Frecuencia.

TÍTULO VII. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA

Artículo 32°. El control se realizará despachando las reservas de reactiva de manera que se minimicen las pérdidas del SIN y se respeten los niveles de desempeño mínimo de voltajes establecidos.

Artículo 33°. Para el caso en que alguna contingencia produzca niveles excesivamente bajos de voltajes en partes de la red y de existir un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, se procederá a disparar carga, automáticamente, utilizando relés de bajo voltaje. El esquema de relés y los niveles de disparo serán establecidos de acuerdo a estudios que el DNC realice al efecto, de acuerdo a lo que define el presente Anexo.

Artículo 34°. Una unidad generadora está obligada a aportar: en condición de operación normal, hasta el 90% (noventa por ciento) de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva, y en la operación de emergencia, hasta el 100% (cien por ciento).

Artículo 35°. El factor de potencia que deberán tener los Agentes consumidores será superior a 0.95 reactivo en cada nodo de conexión de carga a la red de interconexión, no debiendo superar el factor de potencia unitario en horas de valle.

TÍTULO VIII. ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO (ECS)

Artículo 36°. Los esquemas de desconexión de carga tienen por objeto la desconexión automática de carga para prevenir el colapso del sistema por caída de frecuencia o de voltaje.

Los esquemas de desconexión de carga serán, dentro de lo posible, rotativos.

Artículo 37°. El esquema de desconexión por baja frecuencia utilizará relés de baja frecuencia, organizados en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de frecuencia de cada etapa serán determinados por el DNC de acuerdo a estudios al efecto.

La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos regionales y estudios coordinados con el resto de los países interconectados.

La carga total del SIN a ser incluida en el esquema de desconexión por baja frecuencia y la desconexión máxima ante las fallas más frecuentes del sistema, expresadas como porcentaje de la demanda, serán propuestas por el DNC y aprobadas por el Regulador.

El esquema de desconexión por baja frecuencia se establecerá por medio de estudios de desempeño mínimo

Artículo 38°. El esquema de desconexión por bajo voltaje estará organizado en un esquema multietapas. Tanto la carga como el valor de voltaje de cada etapa serán determinados por el DNC de acuerdo a estudios al efecto.

Inicialmente y en tanto no se realicen los estudios necesarios que establezcan dicho esquema con la correspondiente justificación, no existirá un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje.

El esquema que determinará el DNC de acuerdo a los estudios requeridos deberá indicar:

a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar
b) Voltaje inicial de disparo
c) Número de pasos o etapas del esquema
d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo
e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia

Artículo 39°. Los esquemas de disparo de generación tienen por objeto la desconexión automática de generación para evitar sobrecargas en elementos de trasmisión que conlleven a la participación o colapso del sistema. Mediante un procedimiento técnico se deberá establecer la máxima magnitud aceptable para los mismos.

TÍTULO IX. ARRANQUE EN NEGRO

Artículo 40°. Los estudios de desempeño mínimo deberán determinar la cantidad y localización de arranques en negro requeridos.

Artículo 41°. Para habilitar una unidad o central para prestar el servicio de arranque en negro deberá suministrar la información y documentación que demuestra que cuenta con el equipamiento necesario. Asimismo, deberá tener la capacidad de arrancar en 10 (diez) minutos sin alimentación del sistema, alcanzar plena carga en 10 (diez) minutos más y mantener esta condición con permanencia no menor a 2 (dos) horas. De acuerdo al punto de conexión y de existir problemas de sobretensión, podrá ser necesario contar además con un reactor propio.

ANEXO V OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (COMUNICACIÓN CON EL DNC)

Artículo 1°. Este Anexo define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los Agentes.

Artículo 2°. Todo Agente deberá disponer, como mínimo, de los medios de comunicación siguientes:

a) Un canal dedicado para comunicación de datos en tiempo real para monitoreo, control y secuencia de eventos
b) Un canal para comunicación de voz con el despacho

Artículo 3°. Las comunicaciones a través del canal de voz serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán registradas por el DNC y reconocidas como tales por los Agentes.

Artículo 4°. El canal de voz no podrá ser utilizado para comunicaciones que no estén relacionadas con la operación del sistema. La marca del tiempo de las comunicaciones grabadas estará sincronizada con el registro de tiempo del centro de control del DNC.

Artículo 5°. El centro de control del DNC tendrá la responsabilidad de conservar el registro de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de 6 (seis) meses.

En caso de que en una investigación de un evento el registro de comunicaciones se vuelva evidencia del proceso, éste se deberá conservar hasta que la investigación haya concluido.

Artículo 6°. Cada Agente deberá notificar al DNC la lista del personal autorizado a comunicarse a través de los canales de comunicación oficiales, para tomar decisiones e instrucciones en nombre de éste.

Artículo 7°. En condiciones de operación normal de la red, los Agentes podrán comunicarse libremente con el DNC y entre sí para intercambiar información relacionada con la operación del Sistema de Trasmisión.

Artículo 8°. Cuando el DNC considere que la red se encuentra en condiciones que pueden poner en peligro la seguridad del sistema, informará a los Agentes que la red se encuentra en condición de alerta. En tal situación, los Agentes se abstendrán de utilizar los canales para comunicación de voz entre los sellos, ocupándolos únicamente con el DNC y por cuestiones relacionadas con la operación en tiempo real.

Artículo 9°. Cuando el DNC considere que el Sistema de Trasmisión se encuentra en condición de emergencia, lo informará a los Agentes. En tal condición, los Agentes se abstendrán de utilizar los canales de voz y solamente se comunicarán con el DNC cuando éste se lo requiera o a juicio del Agente si la información está relacionada con la condición de emergencia.

Artículo 10°. El Agente que no respete las condiciones estipuladas anteriormente e interfiera con la operación del Sistema de Trasmisión, será penalizado.

ANEXO VI ENSAYOS Y AUDITORÍAS

TÍTULO I. ACCESO A LAS INSTALACIONES

Artículo 1°. El DNC y el Regulador podrán en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Usuario cuyas instalaciones estén conectadas al SIN con alguno de los siguientes objetivos:

a) Verificar el cumplimiento de las disposiciones del Reglamento de Trasmisión
b) Investigar cualquier amenaza pasada o potencial a la seguridad del SIN
c) Verificar el cumplimiento de rutinas periódicas asociadas a los requisitos operativos de los equipos

Artículo 2°. Cualquier Trasmisor podrá en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Usuario cuyas instalaciones estén conectadas con las suyas si creyera razonablemente que existe alguna amenaza a la seguridad de sus instalaciones por incumplimiento de alguna de las disposiciones del Reglamento de Trasmisión por parte del Usuario.

Artículo 3°. El DNC o el Trasmisor notificará al Usuario de su intención de inspeccionar con una anticipación no inferior a 2 (dos) días hábiles, indicando:

a) Nombre de la persona que lo representará, que deberá estar adecuadamente calificada
b) Día y hora de la inspección y duración esperada, que no superará las 24 (veinticuatro) horas
c) Detalle de las causas de la inspección

Artículo 4°. El Usuario que recibiera una notificación en tal sentido del Trasmisor tendrá derecho a requerir que la inspección sea efectuada en presencia de un representante del DNC. En este caso el Trasmisor será responsable de comunicar al DNC la información mencionada en el párrafo anterior, de coordinar el día y hora de la inspección y de notificar cualquier modificación al Usuario.

Artículo 5°. La inspección no deberá repetirse por la misma causa dentro de los seis meses siguientes, salvo que los resultados hubieran indicado el incumplimiento de las obligaciones del Usuario inspeccionado en relación con el Reglamento de Trasmisión y fuera necesario verificar la ejecución de las correcciones necesarias.

Artículo 6°. Ningún Usuario podrá negar el ingreso a sus instalaciones de los representantes del DNC o del Trasmisor con instalaciones conectadas a las suyas para llevar a cabo una inspección.

Artículo 7°. El DNC o el Trasmisor asegurarán que la inspección se desarrollará dentro de las siguientes pautas:

a) No se causarán daños a los equipos del Usuario
b) El estacionamiento o almacenamiento de equipos, vehículos o materiales necesarios tendrá carácter temporario
c) Sólo se producirán las interferencias imprescindibles y aceptadas por el Usuario con la operación de los equipos de éste, quien no deberá negar ni demorar tal aceptación
d) Se cumplirán todos los requisitos razonables del Usuario en materia de seguridad, salud y normas laborales
e) Se cumplirán todas las normas del Usuario relativas a permisos de trabajo y disponibilidad de los equipos, siempre que no sean utilizadas para demorar el acceso

Artículo 8°. El Usuario inspeccionado deberá designar una persona calificada para acompañar al representante del DNC o del Trasmisor dentro de sus instalaciones.

Artículo 9°. Los costos de la inspección efectuada por el Trasmisor estarán a su cargo, salvo que encontrara deficiencias en las instalaciones de la otra parte, en cuyo caso los costos quedarán a cargo de ésta.

TÍTULO II. ENSAYOS EN PUNTOS DE CONEXIÓN

Artículo 10°. Cuando el DNC o el Trasmisor vinculado a otro Trasmisor o a un Usuario, en un punto de conexión, tuvieran suficientes fundamentos para suponer que alguno de los equipos de este último no cumpliera con las disposiciones del Reglamento de Trasmisión, podrá solicitarle por escrito la ejecución de ensayos sobre los equipos mencionados.

Artículo 11°. El Trasmisor o Usuario así notificado deberá ejecutar los ensayos requeridos en fecha a convenir con el requirente.

Artículo 12°. Ambas partes deberán adoptar todas las medidas razonables para cooperar en la ejecución de los ensayos.

Artículo 13°. Los costos de los ensayos estarán a cargo de la parte que los haya requerido, salvo que su resultado indicara que los equipos no cumplieran con el Reglamento de Trasmisión, en cuyo caso los costos quedarán a cargo de la otra parte.

Artículo 14°. El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que la parte requirente deberá minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo.

Artículo 15°. Los ensayos deberán efectuarse según procedimientos a acordar entre las partes, las cuales no deberán negar o demorar ese acuerdo sin razón válida. Si no se obtuviera acuerdo los procedimientos serán establecidos por la parte requirente según las prácticas usuales.

Artículo 16°. La parte requirente deberá asegurarse de que los ensayos sean dirigidos por personal capacitado y con experiencia.

Artículo 17°. La parte que no realice los ensayos podrá designar un representante para presenciarlos, lo cual deberá ser permitido por la otra parte.

Artículo 18°. La parte que realice los ensayos deberá:

a) Informar con suficiente anticipación al DNC y ejecutarlos en el horario que éste autorice
b) Presentar sus resultados y todo otro informe relativo a ellos a la otra parte en un tiempo razonable
c) Conectar sus instrumentos de ensayo o control a los equipos operados por la otra parte o requerir que ésta conecte los suyos
d) Asegurarse de que los equipos bajo ensayo se comporten en todo momento según los requisitos del Reglamento de Trasmisión y del Convenio de Conexión.

Artículo 19°. El ensayo del comportamiento de unidades generadoras y equipos de trasmisión podrá ser realizado en los siguientes casos:

a) A solicitud del DNC, en cualquier momento y sujeto a ciertas restricciones, para confirmar los valores de las características operativas registradas
b) A solicitud del DNC si, en base al control del comportamiento, considerara razonablemente que el equipo no pudiera cumplir con sus características operativas, incluyendo su capacidad para arranque en negro, toma de carga aislada y las funciones de regulación de frecuencia y de tensión
c) A solicitud del generador, una vez corregido el problema que hubiera obligado a una modificación temporaria de alguna característica operativa
d) A solicitud del Trasmisor, una vez corregido el problema observado por el DNC

Artículo 20°. El Usuario que solicite el ensayo deberá presentar su solicitud al DNC indicando:

a) Fecha más temprana en la cual podrá iniciarse el ensayo, la cual deberá ser, como mínimo, posterior en 3 (tres) días hábiles a la fecha de la solicitud
b) Identificación del equipo a ensayar
c) Características operativas a ensayar
d) Valores de las características operativas que deberán verificarse

Artículo 21°. Los ensayos deberán ser efectuados por un laboratorio calificado por el DNC, salvo que éste acepte expresamente su ejecución por el Agente.

Artículo 22°. El costo de los ensayos ejecutados por un laboratorio independiente será asumido por la parte solicitante. No obstante, si el resultado de un ensayo requerido por el DNC indicara que alguna de las características operativas registradas no fuera más válida, su costo estará a cargo del Agente.

Artículo 23°. El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que el DNC se compromete a minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo.

Artículo 24°. Durante los ensayos el DNC llevará un registro del comportamiento del equipo y, de ser necesario, de la tensión y frecuencia del sistema, a fin de permitir una verificación independiente de los resultados.

TÍTULO III. CONTROL DE UNIDADES GENERADORAS Y EQUIPOS DE TRASMISIÓN

Artículo 25°. El DNC podrá controlar en cualquier momento, mediante el sistema de control y supervisión, el comportamiento de unidades generadoras y equipos de trasmisión, comparando su potencia o respuesta real con los valores registrados.

Artículo 26°. Si el DNC detectare el incumplimiento de alguna característica registrada, notificará esta situación al Agente correspondiente, adjuntando los registros obtenidos.

Artículo 27°. Recibida la notificación anterior, el Agente deberá entregar al DNC a la mayor brevedad:

a) una explicación del problema;
b) valores corregidos de la característica operativa que proponga registrar; o
c) propuesta para solucionar el inconveniente.

Artículo 28°. El DNC y el Agente deberán tratar de alcanzar un acuerdo sobre las propuestas de éste y los nuevos valores de la característica operativa. Si el acuerdo no se obtuviera dentro de 3 (tres) días hábiles, el DNC efectuará nuevas verificaciones y las partes deberán someterse a los nuevos resultados que se obtengan.

TÍTULO IV. INCUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE COORDINACIÓN

Artículo 29°. Toda vez que el DNC detecte que un Agente no cumple con alguna de sus obligaciones establecidas en el Reglamento de Trasmisión, elevará las actuaciones al Regulador para su evaluación y eventual aplicación de penalidades.

ANEXO VII CONVENIO DE USO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

Artículo 1°. El Convenio de Uso del Sistema de Trasmisión, deberá definir como mínimo los siguientes elementos esenciales:

a) El o los puntos de recepción o de entrega propios de cada Usuario
b) Las instalaciones del Usuario afectadas a la conexión
c) Las instalaciones del Usuario y del Trasmisor que se utilizarán en forma recíproca
d) La operación y mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a un punto de conexión
e) Los equipamientos de control y operación que son requeridos para el sistema
f) Los puntos de medición y las responsabilidades de las partes
g) Las especificaciones del diseño de las instalaciones afectadas a la conexión
h) Las condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes
i) La determinación de la vinculación física removible que servirá de límite entre las instalaciones de las partes
j) El límite de responsabilidad de las partes, no pudiendo, en el caso del Trasmisor, exceder del definido en el Reglamento de Trasmisión.

Artículo 2°. El Convenio de Conexión deberá incluir, como referencia, los siguientes puntos:

a) Las partes
b) Definiciones
c) Objeto, estableciendo que el Convenio de Uso tiene por objeto definir los límites de propiedad en los puntos de conexión entre las partes y regular los derechos y obligaciones asumidas por cada una de ellas.
d) Marco normativo a aplicar:
    i. Ley N° 14.694
    ii. Ley N° 16.832
    iii. Reglamento General
    iv. Reglamento de Trasmisión y su Anexo
    v. Las resoluciones del Regulador que sean de aplicación
    vi. El Convenio de Uso

e) El o los puntos de conexión de cada Usuario, las instalaciones del Usuario afectadas a la conexión y la determinación de la vinculación física removible, que servirá de límite entre las instalaciones de las partes
f) Las instalaciones que se utilizarán en forma recíproca
g) Propiedad de las instalaciones
h) Operación y mantenimiento, responsabilidades y límites
i) Programación del mantenimiento
j) Ajuste de protecciones y elementos de control
k) Derechos de acceso
l) Intercambio de información
m) Remuneración
n) Penalidades
o) Responsabilidades de las partes por accidentes, responsabilidades operativas y de mantenimiento
p) Facturación
q) Incumplimientos
r) Solución de divergencias
s) Jurisdicción
t) Vigencia
u) Domicilio

ANEXO VIII RÉGIMEN DE COMPENSACIONES

Artículo 1°. El control de la calidad de servicio se llevará a cabo en períodos anuales continuos (periodo de control).

Artículo 2°. Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que signifique indisponibilidad de líneas, cables y transformadores, la indisponibilidad del equipo de compensación de reactiva, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte. Para efectos de este Anexo no serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por el Regulador.

Artículo 3°. La calidad de servicio del Trasmisor respecto de la indisponibilidad forzada de equipamiento serie (líneas de trasmisión, cables o transformadores), dependerá de la tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidad forzada, y la duración total de la indisponibilidad forzada de cada línea.

Artículo 4°. A los efectos de medir la calidad de servicio del Trasmisor se definen los siguientes conceptos:

a) La frecuencia total de indisponibilidades o salidas forzadas del equipamiento serie *i* ($FTIFS_i$), como la sumatoria de todas las indisponibilidades forzadas de tal equipamiento, en el período de control.
b) La duración total de indisponibilidades forzadas del equipamiento serie *i* ($DTIFS_i$), como la sumatoria de la duración de las indisponibilidades forzadas de tal equipamiento, durante el período de control. $DTIFS_i$ que se expresa en minutos por año.

Artículo 5°. La frecuencia de indisponibilidad forzada de referencia, para cada uno de los equipamientos dependerá del nivel de tensión y su longitud. Será determinada por el Regulador considerando las estadísticas de los Trasmisores y las estadísticas internacionales de instalaciones equivalentes operadas y mantenidas eficientemente.

Artículo 6°. La duración total de indisponibilidad forzada de referencia, para cada uno de los equipamientos, en función del nivel de tensión, será determinada por el Regulador considerando

las estadísticas de los Trasmisores y las estadísticas internacionales de instalaciones equivalentes operadas y mantenidas eficientemente

Artículo 7°. Para cada equipamiento i, se define la compensación base individual, como:

$$CBI_i = DTIFS \times K_i \times \frac{RTH}{60} \quad \text{(en \$)}$$

Artículo 8°. La Compensación Base total, se define como:

$$CB = 2 \times \sum_i CBI_i \quad \text{(en \$)}$$

Artículo 9°. Para cada equipamiento, las compensaciones a los Usuarios por frecuencia de indisponibilidad forzada y por duración de indisponibilidad forzada, se determinarán de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

a) En función de la frecuencia total de indisponibilidades forzadas, la compensación por frecuencia de indisponibilidad forzada ($CFTIFS_i$) para cada equipamiento i, es igual a:

$$CFTIFS_i = \frac{FTIFS_i}{FTIFS} \times DTUFS \times K_i \times \frac{RHT}{60} \quad \text{(en \$)}$$

b) En función de la duración total de indisponibilidad forzada, la compensación por duración de indisponibilidad forzada ($CDTIFS_i$), para cada equipamiento i, es igual a:

$$CDTIFS_i = DTIFS_i \times K_i \times \frac{RHT}{60} \quad \text{(en \$)}$$

c) La compensación total, para el período de control será:

$$CT = \sum_I CFTIFS_i + \sum_I CDTIFS_i \quad \text{(en \$)}$$

Siendo:

FTIFS: la frecuencia total de indisponibilidades forzadas de referencia para el tipo de equipamiento correspondiente

DTIFS: la duración total de indisponibilidad forzada de referencia para el tipo de equipamiento correspondiente, en minutos por año

RHT: la remuneración horaria del Trasmisor, en $(pesos uruguayos) por hora.

K_i : la constante a determinar por el Regulador, para cada equipamiento, que será determinada de modo que los apartamientos máximos de calidad que pueden esperarse en una empresa razonablemente operada y mantenida no superen el 10% (diez por ciento) de la remuneración reconocida por la operación y mantenimiento de esos equipamientos.

Artículo 10°. Cuando existan reducciones de la capacidad de trasmisión, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de trasmisión de un equipamiento, debido a la indisponibilidad propia o de un equipo asociado, se aplicarán las compensaciones por el tiempo de duración total de reducción a la capacidad. La compensación será la correspondiente a la que resulta de la expresión definida en el literal b del Artículo 9, afectada por un coeficiente de reducción. Éste, se calcula como la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida (es decir la capacidad de trasmisión remanente luego de la reducción) y la capacidad máxima correspondiente con el equipo totalmente disponible.

Artículo 11°. En caso de indisponibilidad forzada del equipo de compensación de reactiva por encima del valor de referencia, se calculará la compensación correspondiente, de la misma forma que las determinadas para cualquier otro equipamiento.

Artículo 12°. La compensación por indisponibilidad programada será equivalente al 10% (diez) de la correspondiente a indisponibilidades forzadas.

ANEXO IX DETERMINACIÓN DEL PRECIO NODAL

Artículo 1°. El precio de la energía en un nodo «i» estará dado por:

$$PN_i = PM \times FN_i$$

siendo:

PNi: el precio de la energía en el nodo "i"

PM: el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción.

Artículo 2°. El Factor de Nodo (FN_i) de un nodo «*i*», con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo «*i*» el costo marginal incorpora las pérdidas del Sistema de Trasmisión al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de trasmisión.

Artículo 3°. El Factor de Nodo (FN) del nodo «*i*» se determina como:

$$FN_i = 1 + \left(\frac{\partial Perd}{\partial Pd_i} \right)$$

siendo:

$\frac{\partial Perd}{\partial Pd_i}$: la derivada de las pérdidas del Sistema de Transmisión con respecto a la potencia de la demanda del nodo "i".

Para su cálculo se modela la red de trasmisión mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (ΔPd_i), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ($\Delta Perd$), tomando como barra flotante el nodo de referencia «barra Montevideo A»

Artículo 4°. En la Programación Estacional de Largo Plazo y en cada Programación Semanal, el DNC deberá calcular los Factores de Nodo para cada período trimestral/semanal para cada banda horaria en todos los nodos «*i*» de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al Sistema de Trasmisión o el correspondiente a aquellos Generadores y Distribuidores conectados a sistemas de distribución. El cálculo de los FN se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

a) *Generación***:** Se utiliza la generación media prevista en el período estacional para cada central.

b) *Demanda***:** Se calcula la potencia media satisfecha en todos los nodos de las instalaciones superiores de vinculación eléctrica de cada Agente demandante, en base a las previsiones de demanda de la base de datos estacional. A partir de estas potencias el DNC determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva demanda - duración) de 3 (tres) bloques donde:

- cada bloque representa una banda horaria;
- la potencia del bloque corresponde a la demanda media estacional de la banda horaria, descontando la energía no suministrada (ENS) si esta existiese;
- la duración del bloque está dado por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del período trimestral considerado.

Artículo 5°. En la programación estacional determinará, para cada banda horaria, el Factor de Nodo, FN_i, en todos los nodos «*i*» de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al Sistema de Trasmisión o el correspondiente a aquellos generadores conectados a sistemas de distribución.

ANEXO X DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS DE TRASMISIÓN

Artículo 1°. Los Cargos de Conexión se definirán por equipamiento típico *t* y serán determinados a partir de la remuneración asignada a cada conexión:

- campo de salida de 30 kV ($/salida)

- campo de salida de 60 kV ($/salida)
- campo de salida de 150 kV ($/salida)
- campo de salida de 500 kV ($/salida)
- campo de salida de otras tensiones (22 kV, 15 kV) ($/salida)
- transformador reductor ($/MVA)

En el caso de que en algunas de las conexiones definidas existan equipamientos de características diferenciadas podrá realizarse la división correspondiente.

Artículo 2°. Los Cargos de Conexión a la red de trasmisión en cada año se calcularán sobre la base de los activos de conexión puestos a disposición por el Trasmisor y serán pagados por los Usuarios vinculados por esa conexión.

Artículo 3°. De haber un equipamiento de conexión compartido *t*, cada Usuario *U* del mismo abonará una proporción ($PROP_{t,U}$) del cargo total por conexión del equipamiento, en función a su potencia requerida. Esta proporción se determinará de la siguiente forma:

a) Si la potencia inyectada/extraída por el Usuario *U* no es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento *t* luego de su conexión, entonces:

$$PROP_{t,U} = 0$$

b) Si la potencia inyectada/extraída por el Usuario *U* es coincidente con el sentido de flujo de máximo requerimiento del equipamiento *t* luego de su conexión, entonces:

$$PROP_{t,U} = \frac{Cef_U}{\sum_g Cef_g}$$ de ser los Agentes Productores los que producen el máximo requerimiento.

$$PROP_{t,U} = \frac{Pmu}{\sum_d PM_d}$$ de ser los Agentes Consumidores los que producen el máximo requerimiento.

siendo:

Cef_U : la capacidad efectiva (potencia nominal) del Agente Productor U, en MW.

$\sum_g Cef_g$: la sumatoria de la capacidad efectiva de cada uno de los Agentes Productores «*g*» que son Usuarios de la conexión.

Pm_U : la demanda máxima anual del Agente Consumidor *U*, en MW.

$\sum_d PM_d$: la sumatoria de la demanda máxima anual de cada uno de los Agentes Consumidores *d* que son Usuarios de la conexión .

Artículo 4°. El cargo por conexión de cada Usuario será la sumatoria de los cargos unitarios por los elementos que tiene el Usuario:

$$CCONE_U = \sum_t CXU_t \times NUM_{t,U} \times PROP_{t,U}$$

siendo:

CXU_t : el cargo unitario correspondiente al equipamiento tipo *t*

$NUM_{t,U}$: el número de salidas en la conexión del Usuario *U*, o los kilómetros de línea en el caso de que el cargo unitario del equipamiento t esté definido por kilómetro, o los MVA en el caso de que dicho cargo esté definido por MVA.

Artículo 5°. El cargo de peaje por localización se basará en un sistema de tarifación nodal que refleja el uso que cada Agente hace de cada equipamiento adaptado de la Trasmisión Central y Zonal. La parte adaptada de un equipamiento es la que corresponde a la relación entre su máximo requerimiento, en los escenarios establecidos para el cálculo tarifario, y su capacidad de

trasmisión. De esta forma, se obtiene un cargo, que es igual a la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento. Este cargo se aplicará a:

a) Los Agentes Productores ubicados en cualquier punto del Sistema de Trasmisión y los Importadores considerados como productores conectados en el nodo frontera.
b) Los Agentes Consumidores ubicados en cualquier punto de la Trasmisión Central.
c) Los Exportadores, por la demanda de exportación correspondiente.

Los Agentes Consumidores ubicados en cualquier punto de la Trasmisión Zonal no tendrán asignado un cargo de peaje por localización.

Artículo 6°. La metodología de cálculo del peaje por localización se aplicará a través de un modelo matemático - en adelante, modelo tarifario nodal de trasmisión - que deberá representar adecuadamente el Sistema de Trasmisión. El modelo deberá tener la configuración del Sistema de Trasmisión programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del SIN. En particular, los intercambios de importación / exportación realizados por medio de contratos firmes darán lugar a intercambios que se simularán constantes en todo el periodo, excepto que el contrato respectivo indique específicamente una particular modalidad de intercambios, siendo en tal caso utilizada esta última.

Artículo 7°. El cargo de peaje por potencia recuperará:

a) la remuneración de la Trasmisión Central no recuperada por el cargo de peaje por localización, la cual será asignada a todos los Agentes Consumidores, con excepción de la demanda de exportación, conectados a la Trasmisión Central y a la Trasmisión Zonal.
b) la remuneración de la Trasmisión Zonal no recuperada por el cargo de peaje por localización, que será asignada a toda la demanda conectada a la Transmisión Zonal.

Artículo 8°. El uso de oportunidad por la exportación e importación tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda de oportunidad por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas será el cargo por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda de oportunidad. Los ingresos así producidos serán asignados al trasmisor. El uso de oportunidad sólo podrá ser autorizado por el DNC si existe capacidad remanente en el Sistema de Transmisión.

Artículo 9°. En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual real de los Agentes consumidores superó la demanda prevista.

De ser así, se asignará un cargo a cada uno de esos Agentes consumidores, con los valores del año anterior actualizados, los cuales serán facturados en dicho mes.

Adicionalmente, al final de cada año se verificará si:

a) los ingresos adicionales por uso de oportunidad recibidos por el Trasmisor fueron diferentes a los previstos
b) los ingresos tarifarios fueron distintos a los previstos

De ser así, se realizarán las correcciones correspondientes a la recaudación del Trasmisor en el siguiente año.

Artículo 10°. La metodología de cálculo de los cargos por peaje de la Trasmisión Central y Zonal es la siguiente:

Construcción, para cada año del período tarifario, del modelo del Sistema de Trasmisión que tendrá la misma estructura de la red existente más todos aquellos equipos de trasmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. De ingresar equipamiento durante un año, se definirán tantos modelos para ese año como distintas configuraciones se prevean, hasta un máximo de 3 (tres) por año. Los ingresos se

considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se los considerará como ingresando al mes siguiente.

Cálculo de la matriz de factores de distribución de potencia (matriz β). Para cada topología resultante del Sistema de Trasmisión se calcularán los flujos incrementales de potencia activa en cada línea o elemento de la Trasmisión Central y Zonal, que resultan de un incremento neto de 1 MW de generación en cada nodo del modelo, el cual es compensado en el nodo de referencia. Se construye así, para cada topología de red, la denominada matriz β [N° de líneas x N° de nodos] cuyos coeficientes β_{lk} serán iguales al incremento de flujo en la línea o elemento *l* producido por la inyección de 1MW en el nodo $_k$, totalmente compensado por un incremento de demanda en el nodo de referencia.

Se selecciona como nodo de referencia el nodo Montevideo A 500 kV.

Para el cálculo de los flujos incrementales se utilizará un modelo de flujos de carga de desacoplado rápido, tipo «DC Load Flow», sin resistencias y con todas las tensiones de nodo iguales a 1.0 p.u.

Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

- Se considerarán hasta 9 (nueve) escenarios típicos para cada año tarifario, representativos de un año seco, medio y húmedo, y en horas de baja, media y máxima demanda. Estos estados de carga se obtendrán utilizando el modelo de despacho de cargas que se utiliza para la programación de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativa de su probabilidad de ocurrencia, de forma tal que en conjunto sumen el total de las 8760 horas del año.
- Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia similar al utilizado para determinar la matriz β. La demanda y la generación deberán estar representadas por separado, tanto para Usuarios Directos como Indirectos del Sistema de Trasmisión. Las pérdidas promedio del Sistema de Trasmisión deberán ser consideradas como una demanda adicional localizada en el nodo de referencia.
- Los sentidos positivos (+) de los flujos de potencia activa en cada línea deben coincidir con los considerados para determinar los flujos incrementales de la matriz β.

a) Determinación de la remuneración a considerar para el cálculo tarifario.

- La remuneración a considerar para el cálculo del peaje (RPEAJE) será igual a la Remuneración por Equipamiento de Interconexión, menos el Ingreso Tarifario y menos los ingresos asignados al Trasmisor por el uso de oportunidad.
- Esta remuneración (RPEAJE) será repartida entre los equipamientos de la Trasmisión Central y Zonal, en proporción a su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) respecto al VNR de todas las instalaciones que componen dicho sistema (Trasmisión Central y Zonal), de lo cual resultará el Valor Nominal (VN) de cada elemento. Es decir:

$$VN_l = RPEAJE \times \frac{VNR_l}{\sum_l VNR_l}$$

siendo:

l: cada una de las líneas o elementos de la Trasmisión Central y Zonal.

VN_l: Valor Nominal de *l*, en $.

VNR_l: Valor Nuevo de Reemplazo de *l*, en $.

b) Se determinará el cargo de peaje para localización correspondiente a la generación y a la demanda de cada nodo k, de la Trasmisión Central y Zonal, utilizando la siguiente expresión:

$$CPEAJELOC_k(G/D) = \sum_l \left[VN_l \times \left(\frac{ABS(F\max_l)}{CAP_l} \right) \times \sum_e \frac{T_e}{8760} \times USO_{lk}(G_e / D_e) \right]$$

siendo:

$USO_{lk}(G_e) = \frac{FI_{lk}(G_e)}{FIT_{le}}$ el uso que realiza la generación del nodo *k* del elemento *l*, para el estado operativo *e*.

$USO_{lk}(D_e) = \frac{FI_{lk}(G_e)}{FIT_{le}}$ el uso que realiza la demanda del nodo *k* del elemento *l*, para el estado operativo *e*.

$FI_{lk}(G_e) = MAX\left[0, G_e \times \beta_{lk} \times \frac{[ABS(F_{le})]}{F_{le}} \right]$ el Flujo de Potencia Activa Incremental, en MW, en elemento *l*, producido por la generación del nodo *k* del para el estado operativo *e*.

$FI_{lk}(D_e) = MAX\left[0, D_e \times \beta_{lk} \times \frac{[ABS(F_{le})]}{F_{le}} \right]$ el *Flujo* de Potencia Activa Incremental, en MW, en elemento *l*, producido por la demanda del nodo *k* del para el estado operativo *e*.

$FIT_{le} = \sum_k [FI_{lk}(G_e) + FI_{lk}(D_e)]$ el Flujo Incremental Total, en MW, en elemento *l*, correspondiente al estado operativo *e*.

donde:

- *e*: es cada uno de los elementos operativos que caracteriza la operación
- T_e: es la duración, en horas, asignada a cada estado operativo e
- F_{le}: es el flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento *l* en el estado operativo *e*
- $Fmax_i$: es el máximo flujo de potencia activa, en MW, correspondiente al elemento *l*
- CAP_l: es la capacidad de transporte, en MW, en condición normal, del elemento *l,* asociada a límites térmicos, de confiabilidad o estabilidad del Sistema de Transmisión
- MAX: es la función matemática que indica el máximo valor de los argumentos pertenecientes a esa función
- ABS: es la función matemática, valor absoluto

c) Los cargos de peaje unitarios para localización del Sistema de Trasmisión, por unidad de potencia, surgen de asignar los cargos de peaje por localización determinados ($CPEAJLOC_k$), en proporción a la potencia de cada Agente consumidor o Productor, de la siguiente forma:

i. Para el Agente Productor p, ubicado en el nodo *k*:

$$CPEAJEULOC_{kp} = \frac{CPEAJELOC_k(G)}{\sum_i CAPef_{ki}}$$

siendo:

$CAPef_{ki}$ la capacidad efectiva del Agente Productor *i* del nodo *k*.

ii. Para los Agentes consumidores *d*, ubicados en el nodo *k*, de la Trasmisión Central, o para la demanda de exportación:

$$CPEAJEULOC_{kd} = \frac{CPEAJELOC_k(D)}{\sum_i D\max_{ki}}$$

siendo:

$D\max_{ki}$ la demanda máxima del Agente Productor *i* del nodo *k*.

d) Los cargos de peaje por potencia del Sistema de Trasmisión, por unidad de potencia surgen de asignar la remuneración no recuperada por los cargos de localización ni por ingresos tarifarios, de la siguiente forma:

i. Para los Agentes Consumidores d, ubicados en un nodo de la Trasmisión Central o Zonal:

$$CPEAJEUPTC_d = \frac{RPEAJETC - \sum_k \sum_p \left[CPEAJEULOC_{kp} \times CAPef_{kp}\right] - \sum_k \sum_p \left[CPEAJEULOC_{kd} \times D\max_{kd}\right]}{\sum_i \sum_d D\max_{kd}}$$

siendo:

RPEAJETC: la Remuneración por Equipamiento de Interconexión de la Trasmisión Central (solamente), menos el Ingreso Tarifario de la Trasmisión Central (solamente), menos los ingresos obtenidos por la Trasmisión por el uso de oportunidad

k: los nodos de la Trasmisión Cental

i: los nodos de la Trasmisión Central y Zonal

ii. Para los Agentes Consumidores d, ubicados en un nodo de la Trasmisión Zonal:

$$CPEAJEUPTZ_d = \frac{RPEAJETZ - \sum_k \sum_p \left[CPEAJEULOC_{kp} \times CAPef_{kp}\right]}{\sum_i \sum_d D\max_{kd}}$$

siendo:

RPEAJETZ: la Remuneración por Equipamiento de Interconexión de la Trasmisión Zonal (solamente) menos el Ingreso Tarifario de la Trasmisión Zonal (solamente)

k: los nodos de la Trasmisión Zonal

Artículo 11°. El cargo de peaje que se asignará a cada Agente Consumidor será la suma del cargo unitario por potencia (Zonal o Central según corresponda) y por localización multiplicada por su demanda máxima anual. El cargo de peaje que se asignará a cada

Agente Productor será el cargo unitario por localización multiplicado por su capacidad efectiva.

ANEXO XI REMUNERACIONES TRANSITORIAS DE LAS INSTALACIONES DE TRASMISIÓN Y SUBTRASMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Derogado por decretos ulteriores.

Decreto Nº 360/002- Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMMEE)

De 11 de septiembre de 2002, publicado en D. O. el 11 de septiembre de 2002. - *Se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.*

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución;

RESULTANDO:

I. que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley Nº 14.694 de 1º de setiembre de 1977 y el Decreto-ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980, con las modificaciones introducidas por la Ley Nº 16.211 de 1º de octubre de 1991, y la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997;
II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico

(ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

II. que dicha ley, en su carácter de "ley marco", consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

III. que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, aprobado por el Decreto Nº 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

IV. que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3º de la Ley Nº 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto Nº 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

V. que, específicamente, por Decreto Nº 39/002 de 31 de enero de 2002 se encargó a dicha Unidad Reguladora, proponer al Ministerio de Industria, Energía y Minería el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

CONSIDERANDO:

I. que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de Trasmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II. que el Reglamento del Mercado Mayorista tiene por objeto establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, regulando en lo operativo el Servicio de Operación del Sistema, y en lo comercial el Servicio de Administración del Mercado;

III. necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del citado Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y sus Anexos;

ATENTO: a lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el adjunto proyecto de Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con sus Anexos, que se considera parte de este Decreto.

Artículo 2º. El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica entrará en vigencia una vez cumplidos los 6 (seis) meses contados desde el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial.

Nota: el artículo 1º del Decreto 493/003, prorrogó la entrada en vigencia del reglamento del mercado mayorista de energía eléctrica hasta el 1 de marzo de 2004. El artículo 2º de dicho decreto exceptuó de dicha prórroga al Título VII, Capítulos I, II y III de la Sección III, que tendrían vigencia desde el 30 de setiembre de 2003.

Artículo 3º. Exhórtase a los sujetos alcanzados por el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica para que en el plazo mencionado en el artículo precedente adopten todas las medidas necesarias a los efectos de la operación del mercado mayorista de energía eléctrica bajo el régimen establecido en dicho reglamento.

Hasta la constitución de la ADME, las medidas que corresponda sean adoptadas por su DNC, serán implementadas por el DNC operado por UTE.

Artículo 4º. Comuniquese, publíquese, etc.

REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA

SECCION I DISPOSICIONES GENERALES

TITULO I. OBJETO

Artículo 1º. El presente Reglamento tiene por objeto establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE).

En lo operativo, el Reglamento regula el Servicio de Operación del Sistema, a través de disposiciones comunes a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), Agentes y Participantes, en todo lo referente a la programación, la coordinación, el despacho y la operación con criterio de mínimo económico dentro de las restricciones que impone la red y los Criterios de Desempeño Mínimo. Este Reglamento regula la interacción operativa de los Agentes y Participantes en el MMEE con la ADME, de modo de garantizar que el Servicio de Operación del Sistema se provea en tiempo y forma adecuados, con transparencia y acceso abierto a la información, economía, eficiencia y trato no discriminatorio.

En lo comercial, el Reglamento regula el Servicio de Administración del Mercado, estableciendo los criterios, procedimientos y disposiciones comunes a la ADME y a cada Participante del MMEE, con el objeto de establecer los requisitos a cumplir para participar en dicho MMEE y en el Mercado de Contratos a Término, los mecanismos para administrar las transacciones comerciales que se realizan en el Mercado Spot y de seguridad de suministro (Potencia Firme), las transacciones comerciales que correspondan para Servicios Auxiliares, y el sistema de mediciones comerciales, liquidación y cobranza. El Reglamento regula la interacción comercial de los Participantes en el Mercado y la ADME, de forma tal de garantizar que el Servicio de Administración del Mercado se provea en tiempo, con eficiencia y transparencia, predictibilidad y trato no discriminatorio.

TITULO II. ALCANCE

Artículo 2º. Este Reglamento será de aplicación para:

a) La ADME.
b) Los Agentes y Participantes del Mercado.
c) Los Agentes o Comercializadores de Mercados Mayoristas de otros países que realicen transacciones a través de interconexiones internacionales, ya sea para vender o comprar en el MMEE como para el transporte de energía de paso.
d) El Operador del Sistema y del Mercado de cada país interconectado con el que se realicen intercambios en la interconexión internacional.
e) Cada Agente y, cuando corresponda, su Comercializador, está obligado a cumplir con este Reglamento. La ADME deberá cumplir el Servicio de Operación del Sistema y el Servicio de Administración del Mercado con estricto ajuste a lo que establece el presente Reglamento.

Artículo 3º. El Regulador aprobará el detalle de plazos, procedimientos, datos, formatos y características particulares de estudios o metodologías para la implementación del presente Reglamento, a ser formulado por la ADME. Dicho detalle se desarrollará en Anexos, de obligatorio cumplimiento para los Agentes, los Comercializadores y la ADME. En tanto no se constituya la ADME, la formulación del mismo estará a cargo del DNC en el ámbito en que éste se encuentre.

El contenido de los Anexos deberá ajustarse completamente, en sus detalles y en los resultados que de él deriven, a los principios, criterios y procedimientos que establece el presente Reglamento.

TITULO III. APLICACION DEL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

Artículo 4º. El Despacho Nacional de Cargas (DNC) aplicará de manera estricta el presente Reglamento y sus Anexos, a la operación del sistema y administración del mercado, informando al Directorio de la ADME respecto de cualquier actuación que adopte en interpretación de disposiciones del Reglamento que planteen dudas en su aplicación al caso concreto. Dicha interpretación deberá ser informada al Directorio de la ADME dentro del plazo de 48 horas, y su descripción y alcance deberán incluirse en el informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista.

También deberá informar, dentro del mismo plazo, de cualquier situación en que por razones extraordinarias debidamente fundadas, haya debido cumplirse una actuación de excepción al Reglamento o sus Anexos.

Artículo 5º. Sin perjuicio de la regulación particular establecida en este Reglamento para el caso de reclamos en relación con el despacho o la operación realizada por el DNC, cualquier Participante podrá plantear su desacuerdo en escrito fundado, dentro de los 10 (diez) días hábiles de conocida una interpretación que considere contraria al Marco Regulatorio.

Si el planteamiento fuera desestimado por el DNC o éste no se pronunciara a su respecto dentro de los 20 (veinte) días hábiles de su presentación, la impugnación deberá ser elevada a consideración del Directorio de la ADME, el que se pronunciará en un plazo de quince días hábiles de recibida. Transcurrido este plazo sin que surja acuerdo entre el impugnante y la ADME, la controversia será comunicada al Regulador.

Artículo 6º. Sin perjuicio de lo establecido precedentemente, el Regulador tomará conocimiento de las interpretaciones adoptadas en el ámbito de la ADME, a través del informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista.

En caso de identificar una interpretación contraria al Reglamento o sus Anexos, lo hará saber al Directorio de la ADME para que éste adopte las medidas correctivas necesarias. En el siguiente informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista, la ADME incluirá una descripción de la medida adoptada y, en su caso, propondrá los ajustes que considere necesarios en función de la experiencia recogida.

TITULO IV. PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIONES ANTE EL REGULADOR Y SOLUCION DE CONTROVERSIAS

CAPITULO I. RECLAMACIONES

Artículo 7º. Recibida la comunicación de la ADME en relación con una controversia, el Regulador emitirá un pronunciamiento, cuando ello corresponda en ejercicio de sus potestades de contralor del marco normativo del sector eléctrico.

El Regulador, en ejercicio de su competencia, se pronunciará, asimismo, en las diferencias que se susciten a raíz de la participación de los sujetos en las actividades reguladas por este Reglamento. En caso de que dicho pronunciamiento se emita a instancia de parte, se dará vista a los demás sujetos implicados y, si se ofreciere prueba, una vez diligenciada la misma, se otorgará nueva vista previo al pronunciamiento del Regulador.

El procedimiento en ambos supuestos se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto Nº 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

CAPITULO II. ARBITRAJE

Artículo 8º. Cuando lo estime pertinente, y la importancia del asunto en controversia lo justifique, el Regulador podrá proponer constituir Tribunal Arbitral según el procedimiento previsto en el

numeral 5º del artículo 3º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, el que actuará en el marco de lo establecido en los artículos 472 y siguientes del Código General de Proceso.

El sometimiento de la controversia a arbitraje también podrá ser acordado por iniciativa propia de los sujetos de las actividades reguladas por este Reglamento.

Artículo 9º. Una vez resuelta una controversia o conflicto de interpretación, la solución será tomada en consideración a los efectos de realizar las modificaciones normativas que resulten pertinentes.

TITULO V. SEGUIMIENTO DEL DESEMPEÑO DEL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

Artículo 10º. Junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo, la ADME deberá remitir a los Participantes del Mercado y al Regulador, un informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista, con indicación de dificultades, dudas interpretativas y reclamos planteados en relación con el mismo o sus Anexos.

El informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista tiene por objeto el seguimiento del desempeño de este Reglamento y sus Anexos, a efectos de identificar distorsiones, vacíos, inconsistencias y todo otro tipo de problema que evidencie la necesidad de su ajuste.

Artículo 11º. El informe de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista incluirá como mínimo lo siguiente:

a) Modificaciones en los criterios aplicados o interpretaciones en la implementación de detalle del Reglamento o sus Anexos, modelos y normas complementarias, y sistemas de liquidaciones.
b) Resumen de los planteamientos y reclamaciones formulados al Despacho Nacional de Cargas por los Agentes o Participantes del Mercado, vinculados con la aplicación de este Reglamento o sus Anexos, en referencia a la programación, despacho, cálculo de precios y transacciones, y el modo en que fueron resueltos.
c) Inconvenientes detectados en la aplicación e implementación del Reglamento o sus Anexos, que puedan llevar a problemas en la calidad y seguridad del sistema o en la seguridad de suministro, distorsiones en el comportamiento del Mercado, la competencia y desarrollo eficiente de las señales económicas y precios.
d) Resumen de cada controversia que se haya planteado con uno o más Participantes del Mercado referida a la interpretación del Reglamento, Anexos, procedimientos técnicos y normas, indicando las distintas interpretaciones que se presentaron y cuál fue la adoptada.
e) Indicación de cada situación en que se excepcionó la aplicación de lo establecido en el Reglamento o sus Anexos, con explicación de la razón que lo justificó, identificando los Agentes o Participantes del Mercado relacionados con ello y su duración.
f) Cada incumplimiento grave o reiterado del Reglamento o sus Anexos, constatado en un Agente o Participante del Mercado.

TITULO VI. MODIFICACION DEL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

Artículo 12º. Las propuestas de modificación del Reglamento o sus Anexos deberán fundarse en las siguientes circunstancias:

a) Existencia de vacío regulatorio ante cambios en el sistema o condiciones en su operación, que no fueron previstos y que afectan la economía, calidad o seguridad del sistema, o la competitividad y eficiencia del MMEE o la seguridad del suministro.
b) Constatación de resultados del sistema o Mercado, que demuestran la necesidad de mejoras en eficiencia o calidad, o el desarrollo de nuevas técnicas de cálculo o regulatorias que permiten mejorar la eficiencia y calidad de metodologías o procedimientos que se establecen en el Reglamento o sus Anexos.
c) Constatación, a partir de los resultados y experiencia en la aplicación e implementación del Reglamento y sus Anexos, de que un procedimiento o metodología produce distorsiones o

resultados contrarios o inconsistentes con los objetivos del marco normativo vigente para el sector.

d) Constatación de que en la aplicación del Reglamento y sus Anexos surgen conflictos por diferencias de interpretación o de posible implementación, que permiten decisiones subjetivas, resultando necesario por razones de transparencia y seguridad jurídica, aclarar o profundizar el nivel de detalle a efectos de minimizar el riesgo de diversidad de interpretaciones.

Artículo 13º. Sin perjuicio de la potestad del Poder Ejecutivo para introducir las modificaciones que estime necesarias, podrán presentar iniciativas para la modificación del Reglamento y sus Anexos, la ADME o cualquier Agente o Participante del Mercado. También tendrá iniciativa el Regulador en los casos específicos en que este Reglamento expresamente se la atribuye, o cuando el mismo entienda que se da alguno de los supuestos de modificación y transcurran más de dos meses desde su constatación, sin que la ADME le haya comunicado la propuesta respectiva

Las iniciativas formuladas por los Agentes o Participantes del Mercado o el Regulador se presentarán ante la ADME.

Artículo 14º. Toda iniciativa de modificación debe cumplir los siguientes requisitos:

a) Explicar las razones por las que se considera que constituye un aporte para mejorar la regulación vigente.

b) Describir los antecedentes, el alcance y los fundamentos de la propuesta en las circunstancias previstas en el artículo precedente, identificando los artículos del Reglamento o de los Anexos que propone cambiar.

c) Incluir nombre, domicilio y representación si corresponde, cuando proviene de Agentes o Participantes del Mercado.

Artículo 15º. La existencia de cualquier iniciativa de modificación deberá ser comunicada a todos los Agentes y Participantes del Mercado mediante publicación en el Diario Oficial, y su contenido será publicado en el sitio Web del Regulador y de la ADME. La iniciativa también será comunicada al Regulador cuando no hubiere sido producida por éste, dentro del plazo de 5 (cinco) días hábiles de producida o recibida por la ADME.

Los Agentes y Participantes del Mercado contarán con un plazo de 10 (diez) días hábiles a partir del siguiente al de la publicación en el Diario Oficial, para formular sus observaciones ante la ADME.

Dentro del plazo de veinte días hábiles de finalizado el período de recepción de observaciones, el DNC procederá a su análisis y preparará un informe de modificación del Reglamento y Anexos para el Directorio de la ADME, que incluya la propuesta y documentación asociada, la descripción de las observaciones, su opinión en relación con las mismas y un Anexo con dichas observaciones.

Dentro del plazo de quince días hábiles de recibido el informe de modificación del Reglamento y Anexos, el Directorio de la ADME decidirá en forma fundada, la admisión o rechazo de la iniciativa, debiendo comunicar al Regulador dicha decisión acompañada del informe de modificación del Reglamento y Anexos, dentro del plazo de cinco días hábiles.

Adoptada la decisión de la ADME o transcurrido el plazo indicado sin que el Directorio la hubiere producido, la propuesta y documentación relevante (informes, estudios, actas de discusión, etc.), se remitirán al Regulador dentro de los cinco días hábiles siguientes. Dentro de los veinte días hábiles de recibida, el Regulador dictaminará en forma fundada si la iniciativa es o no de recibo, pudiendo requerir la opinión de expertos independientes. Dicho dictamen será elevado al Poder Ejecutivo acompañando, en el caso de haberse pronunciado por la procedencia de la modificación, el proyecto correspondiente para su aprobación.

Cuando la modificación refiera al detalle de plazos, procedimientos, datos, formatos y características particulares de estudios o metodologías para la implementación del presente

Reglamento, que constituya el contenido de un Anexo, y el Regulador la considere de recibo, lo comunicará a la ADME para que ésta formule el proyecto que será aprobado por el Regulador. Sin perjuicio de la notificación y publicidad de los actos jurídicos que correspondan según el Derecho vigente, toda modificación al presente Reglamento o sus Anexos será publicada en el sitio Web del Regulador.

Artículo 16º. Junto con la aprobación de una modificación, se establecerá la fecha a partir de la cual la misma entra en vigencia. En caso de aprobación de una modificación a un Anexo cuya justificación resulta a su vez de modificaciones al Reglamento, su vigencia quedará condicionada a la aprobación de la correspondiente modificación del Reglamento.

Luego de cada modificación del Reglamento, la ADME deberá elaborar el nuevo texto ordenado del Reglamento, incorporando dicha modificación, el que deberá publicarse con los Anexos vigentes en su página Web.

SECCION II DEFENSA DE LA COMPETENCIA

Nota: la Defensa de la Competencia se encuentra regulada por la Ley 18.159, y el Decreto Reglamentario 404/007.

Artículo 17º. En el marco de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley Nº 17.243 de 29 de junio de 2000, se encuentran prohibidos los acuerdos y las prácticas concertadas de los Agentes o Participantes del MMEE, las decisiones de asociaciones de empresas y el abuso de posición dominante de uno o más de dichos Agentes o Participantes, que tengan por efecto impedir, restringir o distorsionar la competencia y el libre acceso a los mercados de producción y comercialización de energía eléctrica.

Artículo 18º. El Regulador será la autoridad de aplicación en el ámbito del sector eléctrico, de las normas sobre defensa de la competencia contenidas en los artículos 13 a 15 de la Ley Nº 17.243 de 29 de junio de 2000 y 157 a 158 de la Ley Nº 17.296 de 21 de febrero de 2001, y tendrá competencia en el control de los actos y conductas prohibidos por dichas leyes.

El Regulador elevará al Poder Ejecutivo un proyecto de reglamentación del procedimiento de aplicación de las normas mencionadas, al sector eléctrico. Mientras dicha reglamentación no sea dictada, regirá lo dispuesto en el Decreto Nº 86/001 de 28 de febrero de 2001, en lo pertinente.

SECCION III ADMINISTRACION DEL MERCADO ELECTRICO (ADME)

TITULO I. COMETIDOS

Artículo 19º. Los cometidos de la ADME relacionados con el Servicio de Operación del Sistema incluyen:

a) Centralizar el intercambio de información para la coordinación, la programación, el despacho y la operación del sistema.
b) Administrar el sistema de mediciones en tiempo real para la operación.
c) Coordinar los mantenimientos de los equipos de generación y trasmisión.
d) Programar la operación de embalses y realizar el despacho económico.
e) Administrar y coordinar los Servicios Auxiliares.
f) Coordinar y supervisar la operación del sistema en tiempo real, incluyendo el manejo de emergencias y procedimientos para la recuperación del servicio.
g) Organizar y mantener las Bases de Datos que establece este Reglamento.
h) Elaborar los Anexos requeridos para la implementación del presente Reglamento.

Artículo 20º. Los cometidos de la ADME relacionados con el Servicio de Administración del Mercado incluyen:

a) Centralizar el intercambio de información comercial.
b) Calcular la Potencia Firme y los requerimientos de Garantía de Suministro.

c) Determinar la valorización del agua para la optimización de embalses y despacho de centrales hidroeléctricas.

d) Calcular los precios y transacciones en el Mercado Spot y de servicios que administra.

e) Administrar el sistema de mediciones comerciales.

f) Administrar el sistema de liquidación y cobranza de las transacciones económicas fuera de contratos

g) Realizar la administración regulada de la importación y exportación Spot. La ADME no compra ni vende, sino que aplica los procedimientos que establece este Reglamento para determinar cuándo una oferta Spot de importación o exportación es aceptada y vende o compra, respectivamente, en el Mercado Spot del MMEE.

h) Organizar y mantener las Bases de Datos comerciales.

TITULO II. CENTROS DE CONTROL Y COORDINACION

Artículo 21º. La actividad de coordinación relativa a la generación de menor tamaño conectada a la red de distribución (Generación Distribuida), que se autodespacha, será cumplida por los Centros de Control del Distribuidor, que se considerarán Centros de Control y Coordinación. A tales efectos, dicha generación deberá estar conectada al sistema de telecontrol y medida del Distribuidor.

Artículo 22º. El DNC intercambiará información, incluyendo programas de generación, e impartirá instrucciones a los Centros de Control y Coordinación referidas a la Generación Distribuida bajo su coordinación, y éstos deberán trasmitirlas a su vez, a dicha Generación Distribuida.

Dentro de los plazos y condiciones previstos en este Reglamento, la Generación Distribuida coordinada por el Distribuidor deberá suministrar al Centro de Control y Coordinación la información para el predespacho y los cambios o ajustes en tiempo real. El Centro de Control y Coordinación deberá trasmitirla a su vez, al DNC.

TITULO III. POTESTADES Y DEBERES DE LA ADME

Artículo 23º. La ADME deberá proveer el Servicio de Operación del Sistema y el Servicio de Administración del Mercado con objetividad, eficiencia, transparencia y trato no discriminatorio, cumpliendo lo establecido en el presente Reglamento. En particular la ADME deberá:

a) Responder en tiempo y forma a los planteamientos y reclamos que presenten los Participantes o Agentes.

b) Organizar y administrar con calidad y seguridad las Bases de Datos que establece este Reglamento, con acceso abierto a los Participantes del Mercado, Agentes Trasmisores y el Regulador.

c) Suministrar en tiempo y forma los informes que establece este Reglamento.

d) Poner en conocimiento del Regulador aquellas circunstancias de las que pueda inferirse un comportamiento violatorio del marco normativo del sector eléctrico.

Artículo 24º. En lo referido al Servicio de Operación del Sistema, la ADME tendrá los siguientes deberes principales:

a) Programar y operar el sistema manteniendo los parámetros de calidad dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo que establece el Reglamento de Trasmisión.

b) Realizar la Coordinación de Mantenimientos mayores dentro de los Criterios de Coordinación de Mantenimientos que establece este Reglamento.

c) Realizar la programación, la optimización del agua y el despacho con los modelos autorizados y de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en este Reglamento.

d) Participar en la formulación de los Anexos del Reglamento en los casos en que el Poder Ejecutivo o el Regulador se lo soliciten.

Artículo 25º. En lo referido al Servicio de Operación del Sistema, la ADME tendrá las siguientes potestades:

a) Determinar las curvas de consumo previsto total del sistema, sobre la base de la información suministrada por los Participantes o Agentes, registros históricos y tendencias observadas, utilizando modelos adecuados.

b) Completar datos faltantes y corregir datos suministrados por los Participantes o Agentes de acuerdo a los criterios y procedimientos que se establecen en este Reglamento.

c) Requerir cambios en las solicitudes de mantenimiento si vulneran los Criterios de Coordinación de Mantenimientos que se establecen en este Reglamento.

d) Despachar el equipamiento disponible y programar la generación, con las excepciones establecidas para la Generación Distribuida, que establece este Reglamento.

e) Requerir de los Agentes la incorporación de equipos de comunicaciones, de control o de operación, necesarios para el funcionamiento con calidad, seguridad y economía del sistema.

f) Asignar y administrar los Servicios Auxiliares.

g) Coordinar y supervisar los intercambios en las interconexiones internacionales.

h) Coordinar la ejecución de trabajos de mantenimiento.

Artículo 26º. En lo referido al Servicio de Administración del Mercado, la ADME tendrá los siguientes deberes principales:

a) Realizar la administración de los Mercados fuera de contratos y de servicios que define este Reglamento, con transparencia y en los plazos establecidos.

b) Poner a disposición de los Participantes y el Regulador los datos y resultados de la valorización del agua, el cálculo de Potencia Firme, el cálculo de precios y las transacciones económicas.

c) Organizar y mantener Bases de Datos Comerciales de acceso abierto a los Participantes y el Regulador, salvo la información que califique como confidencial.

d) Realizar la liquidación de los Mercados que administra, con transparencia y utilizando los modelos autorizados.

Artículo 27º. En lo referido al Servicio de Administración del Mercado, la ADME tendrá las siguientes potestades:

a) Calcular la Potencia Firme y disponibilidad de la generación.

b) Administrar el Mercado Spot y los mercados de servicios, y determinar sus precios y transacciones que corresponden a cada Participante.

c) Administrar los mecanismos para la asignación de los Servicios Auxiliares.

d) Coordinar y supervisar las transacciones internacionales.

e) Completar la información comercial faltante.

f) Efectuar las licitaciones en ejercicio de la competencia que le asigna este Reglamento, en particular la de Reserva Anual y la de los Derechos Firmes de trasmisión

TITULO IV. INFORMACION Y BASES DE DATOS

CAPITULO I. RESPONSABILIDADES

Artículo 28º. Para que la ADME pueda cumplir con el Servicio de Operación del Sistema y el Servicio de Administración del Mercado, los Agentes tienen la obligación de suministrar la información requerida, en tiempo y forma de acuerdo con lo que establece este Reglamento.

En el caso de Agentes que actúan a través de un Comercializador, el Agente podrá realizar a través de dicho Comercializador el intercambio de información, pero toda aquella información técnica y operativa errónea o no suministrada en tiempo será considerada un incumplimiento del Agente.

En situaciones de emergencia o de cambios en su disponibilidad prevista, el Agente tiene la obligación de comunicarse directamente con el Despacho Nacional de Cargas.

Las características y formatos de la información a suministrar se establecerán por Anexos, que además definirán los plazos y procedimientos para su entrega.

El DNC tendrá la responsabilidad de recopilar y verificar la información requerida para la Coordinación de Mantenimientos, programación, despacho y operación del sistema, y el análisis de los resultados de la operación así como la información para la administración del Mercado Spot y mercados de servicios que administra la ADME.

Un Agente sólo podrá modificar la información técnica u operativa suministrada si presenta la documentación técnica o ensayos que avalan dicha modificación. De considerar el DNC, con la correspondiente fundamentación, que el dato modificado no es correcto, y no lograr un acuerdo con el Agente o su Comercializador, según corresponda, el DNC podrá requerir un ensayo con la presencia de su personal o expertos nominados por él para verificar su validez. De detectar en el ensayo que la información suministrada era incorrecta, el costo del ensayo será de cargo del Agente y la ADME pasará a utilizar el valor resultante del ensayo hasta que el Agente demuestre mediante un nuevo ensayo, a su costo, un valor distinto. En todo otro caso, la ADME deberá utilizar el dato informado y será la responsable del pago del costo del ensayo.

Artículo 29º. El DNC tendrá la responsabilidad de organizar y mantener las Bases de Datos con la información requerida para el cumplimiento de las funciones operativas y comerciales de la ADME.

De existir datos faltantes, el DNC es el responsable de completarlos. El DNC deberá incluir en sus informes las condiciones registradas de datos faltantes, identificando los Agentes o Participantes responsables del incumplimiento. El Agente responsable de un dato faltante, o su Comercializador, de corresponder, no podrán reclamar respecto de los datos asumidos por el DNC para completar la información faltante.

El DNC deberá utilizar los datos técnicos y operativos suministrados por los Agentes o su Comercializador, de corresponder, salvo objeciones debidamente fundadas. En este caso, el DNC deberá buscar acordar con el Agente el dato a utilizar pero, de no lograr el acuerdo, tendrá la autoridad para definir, bajo su responsabilidad, el valor más conveniente a utilizar, en la medida de que dicho cambio se justifique en seguridad y calidad de la operación, y la eficiencia de la optimización del agua y el despacho económico. El Agente que actúa por medio de un Comercializador podrá facultar a dicho Comercializador para acordar con el DNC sobre el dato a utilizar, pero en este caso no podrá reclamar en relación con lo acordado por dicho Comercializador.

En todo caso en que el DNC modifique un dato suministrado por un Agente o Participante, debe poner en su conocimiento el valor suministrado, la modificación realizada y su justificación. En caso de que el Agente considere que la justificación no es válida o que la modificación realizada es incorrecta, podrá plantear su desacuerdo ante el DNC en escrito fundado, dentro de los diez días hábiles de conocida la decisión.

Si el planteamiento fuera desestimado por el DNC o éste no se pronunciara a su respecto dentro de los veinte días hábiles de su presentación, la impugnación deberá ser elevada a consideración del Directorio de la ADME, el que se pronunciará en un plazo de quince días hábiles de recibida. Transcurrido este plazo sin que surja acuerdo entre el impugnante y la ADME, la controversia será comunicada al Regulador, resultando de aplicación las disposiciones de este Reglamento para la solución de controversias.

CAPITULO II. DATOS DE DEMANDA

Artículo 30º. Los Agentes Consumidores están obligados a suministrar al DNC la previsión de demanda y consumo que refleje su mejor conocimiento sobre su demanda probable a nivel diario, semanal, mensual o anual, según corresponda, tales como demanda máxima y curva horaria prevista o curva horaria típica. En el caso de Agentes que actúen por medio de un

Comercializador, el intercambio de información de demanda y consumo podrá realizarse a través de dicho Comercializador; pero toda información no suministrada en tiempo será considerada un incumplimiento del Agente. En situaciones de emergencia o de racionamientos programados, el Agente tiene la obligación de comunicarse directamente con el DNC cada vez que sea necesario.

El DNC deberá verificar la información suministrada por un Agente Consumidor, o su Comercializador cuando corresponda, que resulte inconsistente con datos históricos registrados o información de otros Agentes Consumidores, o con desvíos significativos y no justificados respecto de los pronósticos propios del DNC.

Artículo 31º. El DNC tiene la responsabilidad de decidir la curva de demanda prevista para el Sistema Interconectado Nacional que mejor representa las condiciones esperadas, buscando garantizar que la coordinación, la programación y el despacho que realice, cumplan los objetivos de minimizar el costo de operación, minimizar el riesgo de racionamientos y de vertimientos, así como con los Criterios de Desempeño Mínimo.

Para el caso de pronósticos de demanda, el Agente Consumidor deberá informar al DNC las hipótesis consideradas y cualquier observación que considere relevante sobre las posibilidades de desvíos en la demanda proyectada. En particular el Participante Distribuidor, deberá informar cuando la demanda se reduzca por trabajos programados en la red de distribución.

Dados los cometidos del DNC, es su responsabilidad realizar pronósticos estimativos de demanda del Sistema Interconectado Nacional a nivel mensual, semanal y diario, con modelos adecuados y autorizados para ello, con el objeto de contar con valores referenciales para completar datos faltantes, para identificar los datos a verificar dentro de la información que suministren los Agentes Consumidores y realizar ajustes a los mismos cuando corresponda.

CAPITULO III. BASES DE DATOS

Artículo 32º. Las Bases de Datos que utilice la ADME para la programación, coordinación, despacho, asignación de Servicios Auxiliares, cálculo de precios, liquidaciones y análisis de fallas deben ser de acceso abierto a los Participantes del Mercado, los Agentes y el Regulador, y auditables a requerimiento de un Participante, un Agente o el Regulador, de existir un motivo que fundamente el pedido de auditoría.

La Base de Datos Comercial deberá incluir como mínimo:

a) Precios y resultados del Mercado Spot.
b) Precios y resultados de los servicios que define este Reglamento.
c) Costos, cargos y remuneración por servicios auxiliares.
d) Información Básica del Mercado de Contratos, de acuerdo con lo que establece el presente Reglamento y el Anexo respectivo.

Artículo 33º. A los efectos de facilitar la toma de decisiones y garantizar la transparencia de los Mercados que administra, la ADME deberá:

a) Informar cada día a los Participantes los precios Spot previstos en el predespacho y en cada redespacho;
b) Informar los precios resultantes en el Mercado Spot y en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

TITULO V. MODELOS

Artículo 34º. El DNC deberá contar con modelos objetivos y auditables para la Programación de Largo Plazo, la Programación Semanal, el despacho diario, el cálculo de precios y el cálculo de transacciones económicas fuera de contratos y liquidaciones. El DNC formulará en Anexos que serán aprobados por el Regulador, la descripción de dichos modelos, datos y características, identificando el o los modelos vigentes a la puesta en marcha del MMEE, que serán considerados modelos aprobados.

La ADME deberá suministrar a los Participantes y Agentes del Mercado la descripción de los modelos aprobados, garantizando el acceso a una versión ejecutable de los mismos al mínimo costo.

Artículo 35º. La modificación de un modelo aprobado podrá realizarse a iniciativa del DNC, el Regulador, Participantes o Agentes del Mercado, por el procedimiento previsto para la modificación de los Anexos del presente Reglamento, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones siguientes.

La iniciativa de modificación deberá fundarse en la constatación de problemas registrados en los resultados del modelo o en sus resultados para situaciones futuras previstas. La propuesta deberá incluir la descripción de los problemas identificados, con resultados del modelo que avalen la existencia de dichos problemas, la descripción de los ajustes propuestos y el modo en que resuelven o al menos disminuyen las dificultades detectadas.

El informe de modificación del Reglamento y Anexos producido por el DNC recogiendo la propuesta se elevará al Directorio de la ADME, incluyendo los antecedentes de los problemas detectados en el modelo, la descripción de la propuesta de cambios y el modo en que éstos mejorarán los resultados, así como el cronograma de trabajos previsto para implementar la modificación.

El Regulador sólo podrá rechazar una modificación a un modelo, aprobada por el Directorio de la ADME, si la misma no cumple los principios de mejorar lo existente y obtener modelos que produzcan resultados objetivos, transparentes y repetibles.

Una vez aprobada una modificación, la ADME la llevará a cabo con personal propio o contratado. Antes de su entrada en vigencia como nuevo modelo aprobado, la ADME deberá realizar presentaciones y pruebas con los Participantes y Agentes y el Regulador, demostrando que cumple con las características y mejoras comprometidas en la instancia de aprobación de la modificación.

Artículo 36º. Acreditando la circunstancia que lo justifica, un Participante o Agente podrá requerir al Regulador, o el Regulador solicitar por iniciativa propia, la auditoría de un modelo aplicado por la ADME, para verificar que se ajusta a lo indicado en el Reglamento y a la descripción de dicho modelo en los Anexos. En caso de constatarse que el modelo se aparta de lo indicado en el Reglamento o su descripción en los Anexos, el Regulador lo comunicará de inmediato a la ADME a efectos de que proceda a introducir los ajustes que sean necesarios.

TITULO VI. INFORMES

Artículo 37º. La ADME deberá elaborar los informes necesarios para poner en conocimiento la programación y operación prevista, los desvíos en la operación real del sistema, y los resultados de los mercados que administra.

La ADME elaborará al menos los siguientes informes:

Informe anual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los treinta días corridos de finalizado cada año. Este informe incluirá un resumen de las condiciones y resultados registrados en el año anterior en la programación y operación del sistema, evolución del Mercado de Contratos a Término, y en los precios y resultados de los mercados y servicios que administra la ADME.

Informe de programación estacional de largo plazo: Deberá comunicarse junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo e incluirá el Programa Anual de Mantenimiento, las proyecciones para el siguiente período semestral y la propuesta de sistema de precios estabilizados para Distribuidores junto con el comportamiento del Fondo de Estabilización.

Informe mensual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los cinco días hábiles de finalizado cada mes, e incluirá un resumen de las condiciones y resultados operativos, calidad y seguridad registradas así como los resultados comerciales verificados en el mes anterior.

Informe de Programación Semanal: Deberá comunicarse antes de cada semana junto con la Programación Semanal. Incluirá los datos y resultados técnicos y operativos, mantenimientos

previstos, valor del agua, riesgo de racionamiento, y precios previstos para las siguientes dos semanas.

Informe de predespacho diario: Antes de cada día, al realizar el predespacho, la ADME comunicará los mantenimientos programados, programas de generación, programas de racionamiento cuando corresponda, datos y resultados técnicos y operativos, y precios previstos para el día siguiente.

Informe de posdespacho: Luego de finalizar cada día, la ADME comunicará los resultados técnicos y operativos, análisis de desvíos respecto del predespacho, disponibilidad, generación forzada y precios del día anterior.

La ADME deberá comunicar estos informes a los Agentes y Participantes y, de requerirlo, al Regulador.

TITULO VII. DIRECTORIO

CAPITULO I. INTEGRACION DEL DIRECTORIO

Artículo 38º. La Dirección de la ADME estará a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros designados: uno por el Poder Ejecutivo, que lo presidirá, uno por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, uno por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, y los otros dos en representación de los demás Agentes del mercado según el siguiente procedimiento de selección: un representante de los Grandes Consumidores, y un representante de los Generadores privados (incluidos los Autoproductores Firmes), designados por las asociaciones representativas que respectivamente los agrupen; en caso de existir más de una asociación las mismas deberán acordar su representación. Mientras dichas asociaciones no existan o en caso de que habiendo más de una no se pongan de acuerdo, el Regulador designará a los Directores que los representen.

En el caso del representante de los Grandes Consumidores el Regulador efectuará la designación previa opinión de la Cámara de Industrias del Uruguay y la Cámara Nacional de Comercio y Servicios.

El Directorio estará integrado por cuatro miembros hasta que se instalen en el país generadores privados que en conjunto sumen una potencia de al menos 100 MW. Una vez alcanzado este nivel, se integrará el Director que representa a los generadores privados.

Por cada representante se designará un suplente que sustituirá al titular en caso de ausencia de éste.

Artículo 39º. La duración del mandato de los miembros del Directorio será de dos años que correrán a partir de su designación, pudiendo ser designados nuevamente.

Los miembros salientes permanecerán en sus funciones hasta que asuman los nuevos designados.

Artículo 40º. El Directorio podrá solicitar la remoción de alguno de sus integrantes, aunque no hubiese completado su período, en caso de incumplimiento de sus obligaciones.

Artículo 41º. La Administración del Mercado Eléctrico se comunicará con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

CAPITULO II. ATRIBUCIONES DEL DIRECTORIO

Artículo 42º. Las atribuciones del Directorio de la ADME serán las siguientes:

a) Dictar el Reglamento general de la Institución.
b) Aprobar el estatuto de sus empleados, dentro de los noventa días de su instalación. En lo no previsto, el estatuto se regirá por las reglas de Derecho común, teniendo en cuenta lo establecido en el inciso final del artículo 765 de la Ley Nº 16.736 de 5 de enero de 1996.
c) Designar, trasladar y destituir personal. La designación de su Gerente General se realizará previo concurso, excepto en la primera provisión de dicho cargo y por razones de

urgencia, sobre la base de requerimientos de perfil profesional, técnico y gerencial, y experiencia en el sector eléctrico.

Nota: redacción dada por el artículo 2 del Decreto 227/003.

d) Proyectar anualmente su presupuesto y elevarlo al Poder Ejecutivo para su aprobación previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

e) Proyectar la memoria y balance anual de la Institución, que serán aprobados por el Poder Ejecutivo previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

f) Participar en el procedimiento de modificación de este Reglamento y sus Anexos, de acuerdo con lo establecido en las disposiciones respectivas del mismo.

g) Designar el Banco de Servicio de Cobranza. Inicialmente será el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

h) Designar al auditor contable para examinar las cuentas y los resultados de la ejecución presupuestaria.

i) Seleccionar mediante un proceso competitivo la auditoría de la ADME que se define en este Reglamento.

j) Atender los planteamientos formulados por Participantes del Mercado de acuerdo con lo establecido en las disposiciones respectivas de este Reglamento.

k) Delegar atribuciones por mayoría absoluta y mediante resolución fundada.

l) En general, realizar actos civiles y comerciales, dictar actos de administración interna y efectuar las operaciones materiales inherentes a sus poderes de administración con arreglo a los cometidos asignados.

m) Ejercer todas las demás atribuciones que las leyes determinen.

n) Ejercer otras que fueren necesarias para garantizar que el Servicio de Operación del Sistema y el Servicio de Administración del Mercado se provean de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento.

CAPITULO III. REGIMEN DE REUNIONES Y TOMA DE DECISIONES

Artículo 43º. El Directorio fijará su régimen de sesiones, las que deberán realizarse con una periodicidad de al menos una cada quince días y se reunirá extraordinariamente tantas veces como sea necesario o cuando lo crea conveniente su Presidente o cuando lo pidan por escrito con expresión de motivo al menos dos de sus Directores.

Artículo 44º. Las resoluciones se adoptarán por voto conforme de la mayoría simple o relativa de los miembros presentes en la respectiva sesión del Directorio. Mientras sean cuatro sus miembros efectivos, en caso de empate, el voto de su presidente decidirá la votación.

Nota: redacción dada por el artículo 3 del Decreto 493/003.

TITULO VIII. PRESUPUESTO

Artículo 45º. Antes de la finalización de cada año, la Gerencia General de la ADME presentará al Directorio su propuesta de presupuesto de retribuciones personales, gastos e inversiones de la Institución y las fuentes de financiamiento previstas. El presupuesto se presentará en valores monetarios, indicando además la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que se prevé recaudar, sobre la base de los datos de transacciones a través del SIN previstas para el siguiente año en las Bases de Datos vigentes, y las necesidades de recursos derivados del presupuesto.

En caso de haberse presentado un faltante en el monto recaudado por aplicación de la tasa en el año en curso, en relación con el presupuesto aprobado, dicho faltante se trasladará como una deuda al presupuesto del año siguiente. En caso de que el resultado presupuestario del año en curso presente un excedente, este excedente se volcará a disminuir el importe de la tasa.

Artículo 46º. El Directorio analizará el presupuesto junto con el informe y documentación remitidos por la Gerencia General para su aprobación.

Una vez aprobado el presupuesto en el Directorio, el mismo será remitido a la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, con los antecedentes explicativos de la necesidad y justificación de los gastos e inversiones presupuestados.

Previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, el proyecto será aprobado por el Poder Ejecutivo.

TITULO IX. TASA DEL DESPACHO NACIONAL DE CARGAS

Artículo 47º. La Tasa del Despacho Nacional de Cargas, que se devengará por cada transacción que se ejecute a través del SIN financiará el presupuesto de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

Conjuntamente con la aprobación de dicho presupuesto, el Poder Ejecutivo establecerá el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas, que será recaudada por la ADME. La suma de lo recaudado por concepto de dicha tasa no podrá superar el 2.5% (dos con cinco por ciento) del monto total del suministro, exportación o tránsito.

Serán sujetos pasivos todos los Agentes del MMEE, y los Comercializadores serán agentes de retención o percepción.

Artículo 48º. Conjuntamente con la liquidación de cada mes, la ADME calculará la suma de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas a pagar por cada sujeto obligado. Para ello aplicará el porcentaje respectivo al valor del monto de las transacciones en el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a los precios pactados en los contratos y al Precio Spot Estabilizado, para los casos de las transacciones en el Mercado de Contratos a Término y en el Mercado Spot respectivamente.

Nota: el Decreto Nº 395/007 introduce adecuaciones en la Reglamentación de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

TITULO X. AUDITORIA DE LA ADME Y EL MERCADO

Artículo 49º. La ADME deberá realizar auditorías periódicas y, de ser necesario, auditorías extraordinarias que realicen el seguimiento de la calidad, objetividad, seguridad y predictibilidad de los servicios que provee y del comportamiento del MMEE.

Artículo 50º. A efectos de preservar la transparencia y la eficiencia de su actividad, con una periodicidad no mayor de dos años la ADME deberá contratar una auditoría independiente que verifique como mínimo lo siguiente:

a) Sus procedimientos para garantizar el cumplimiento de este Reglamento y sus Anexos con transparencia, seguridad y eficiencia en la programación, la optimización del agua, el despacho, la operación, la administración de la información y Bases de Datos y en la administración del Mercado.

b) El cumplimiento de los informes y plazos definidos en este Reglamento y sus Anexos.

c) La transparencia, objetividad y repetitividad de los modelos para la programación de la operación de embalses, el despacho económico y el cálculo de precios estabilizados para Distribuidores.

d) La transparencia, objetividad y repetitividad de las metodologías y modelos para el cálculo de precios, transacciones y liquidaciones.

e) Los mecanismos de seguridad y calidad en Bases de Datos, modelos y software comercial.

f) Los mecanismos de transparencia, seguridad y calidad en el intercambio de información, y en la administración de procedimientos comerciales, en particular aquellos que se basan en ofertas y competencia.

g) Análisis y conclusiones de los informes de seguimiento del Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 51º. Ante conflictos o problemas graves, por iniciativa fundada de su Directorio o del Regulador, la ADME contratará una auditoría extraordinaria. Los motivos que pueden requerir una auditoría extraordinaria son los siguientes:

a) Investigar quejas presentadas al Regulador por un Participante o Agente, respecto del funcionamiento comercial del MMEE, el Servicio de Operación del Sistema, el Servicio de Administración del Mercado, o el uso de los modelos autorizados (auditoría de modelos).
b) Investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o de declaración de costos o precios que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva.
d) Investigar situaciones inusuales por generación que no se ofrece al mercado o falta de oferta en el mercado o en la optimización de la generación hidroeléctrica, que afecte el comportamiento de los precios o la Garantía de Suministro.
e) Analizar circunstancias inusuales en la importación o la exportación de energía eléctrica.
f) Investigar una condición de posible mal uso o uso inapropiado de información comercial o manejo discriminatorio de la información por parte de la ADME.
g) Investigar actos o comportamientos de los Participantes del Mercado o de la ADME que sean contrarios a los principios y criterios definidos en el marco normativo del sector.

Artículo 52º. Cada auditoría se contratará mediante un procedimiento competitivo, requiriendo un auditor independiente de reconocida experiencia en temas relacionados con organización y funcionamiento de mercados eléctricos, eficiencia y competencia, optimización hidroeléctrica, despacho y operación del sistema, y administración de un mercado mayorista eléctrico.

Cada auditoría deberá producir como resultado un informe de auditoría con conclusiones fundamentadas y recomendaciones de posibles mejoras. La ADME deberá poner el informe en conocimiento de todos los Participantes y Agentes y del Regulador.

El auditor será autorizado para acceder a la información del mercado y los procedimientos, modelos, Bases de Datos, metodologías y resultados de la ADME, bajo compromiso de confidencialidad respecto de dicha información y de las conclusiones de sus análisis hasta que los mismos sean presentados en el informe de auditoría y puestos en conocimiento de los Participantes y Agentes del mercado.

SECCION IV GENERACION E IMPORTACION

TITULO I. AUTORIZACION DE NUEVA GENERACION

Artículo 53º. El ingreso de nueva generación conectada a la Red de Interconexión, incluyendo el caso del Autoproductor, requerirá autorización del Poder Ejecutivo. De utilizarse recursos hidráulicos de dominio público, requerirá también concesión de uso de aguas.

Nota: redacción dada por el artículo 2º del Decreto 43/015 de 2 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2015.

Antecedente: Artículo 53 original del Decreto Nº 360/002.

Artículo 54º. La solicitud de autorización de generación se presentará al Ministerio de Industria, Energía y Minería incluyendo:

a) identificación del peticionario,
b) concesión de uso de aguas, si corresponde,
c) memoria descriptiva y planos generales del proyecto,
d) cronograma de ejecución de las obras,
e) presupuesto del proyecto,
f) especificación de los terrenos fiscales y particulares que se utilizarán,
g) especificación de los bienes nacionales de uso público que se usarán,

h) autorización ambiental previa, de acuerdo con lo dispuesto en las normas legales y reglamentarias vigentes.

En un plazo máximo de quince días hábiles de presentada la solicitud, dicho Ministerio, a través de la Dirección Nacional de Energía verificará que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y, de ser así, elevará la solicitud al Poder Ejecutivo, el que se pronunciará en el plazo de veinte días hábiles de recibidas las actuaciones. En los casos de generación hidroeléctrica, el Poder Ejecutivo podrá extender este plazo, por razones fundadas.

Cuando finalizada la instrucción de la solicitud de autorización por parte del Ministerio, de los antecedentes resultara que puede recaer una decisión contraria a la misma, se solicitará el dictamen de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) el que no tendrá carácter vinculante. Sin perjuicio de lo anterior, el Poder Ejecutivo podrá, en cualquier etapa del proceso, solicitar el asesoramiento de la URSEA en el marco de lo dispuesto por el Artículo 3º, literal 4º, de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997.

En los procesos de licitación de contratos de Distribuidores o de Reserva Anual podrá participar todo proyecto de generación que cuente con la autorización del Poder Ejecutivo. En los contratos y Acuerdos de Comercialización podrán presentarse cartas de intención con generación, en la medida en que ésta cuente con la autorización del Poder Ejecutivo. Se considerará que un proyecto de generación con autorzación del Poder Ejecutivo tiene una autorización operativa, una vez autorizada la puesta en servicio de la conexión. Para ser considerado Agente se requiere contar con, al menos, una autorización operativa.

Notas:

1) Modificado por el artículo 1º del Decreto Nº 174/013.
2) El Decreto 72/010 con su modificativa reglamenta la solicitud de autorización conforme a estos dos artículos.
3) El artículo 2 del Decreto 366/007, dispuso una excepción al literal h), estableciendo que los titulares de los proyectos presentados en el marco de la Licitación de la Administración Nacional de Usinas y trasmisiones Eléctricas K 39607, asociada al procedimiento competitivo encomendado por Decreto Nº 403/009 de 24/8/09, que no dispusieran de la autorización de generación prevista en los artículos 53 y 54 del presente Decreto, quedarían exceptuados de presentar para dicha autorización, lo requerido en el presente literal. En su lugar deberían acreditar la calificación del proyecto en las categorías "A" o "B", según criterio establecido en el Decreto Nº 349/005 de 21/9/05, y presentar la resolución de adjudicación respectiva, o una constancia expedida por UTE que certifique que el proyecto fue propuesto por la Comisión Asesora de Adjudicaciones a efectos de su adjudicación.
4) La redacción del párrafo final fue dada por el artículo 3º del Decreto 43/015 de 2 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2015.

TITULO II. AUTOPRODUCTOR

CAPITULO I. REQUISITOS GENERALES

Artículo 55º. Para ser considerado Autoproductor deben cumplirse los siguientes requerimientos:

a) Tener las características y requisitos que define el Reglamento General.
b) La energía anual generada que vende al MMEE no puede ser superior al 70% (setenta por ciento) de su generación anual. En caso contrario, será considerado Generador. En función de la evolución del MMEE y el comportamiento de Autoproductores, el Regulador podrá modificar este porcentaje por acto fundado.

Nota: Redacción dada al literal b) por el artículo 2° del Decreto N° 167/019, de 17/6/019, publicado en D.O el 25/6/019.

Artículo 56º. Toda empresa que quiera participar como Agente Autoproductor deberá presentar una solicitud de autorización al Regulador, incluyendo:

a) Identificación de la empresa solicitante.
b) Proyecciones para los siguientes treinta y seis meses, de potencia efectiva, consumo anual y demanda máxima.
c) Compromiso firmado, de cumplir con el Marco Regulatorio.

El Regulador verificará que el solicitante cumple los requisitos para ser Autoproductor y dentro de los quince días hábiles de la presentación de la solicitud notificará la resolución de autorización o rechazo de la misma. En caso de rechazo, la notificación informará los fundamentos del acto.

Artículo 57º. La autorización será revocada en caso de incumplimiento de los requisitos definidos. A los efectos de la verificación de los mismos, antes de la finalización de cada año el Autoproductor deberá presentar ante el Regulador la información anual de potencia efectiva, consumo, generación total propia, compras y ventas de energía en el MMEE y observaciones que considere relevantes.

Con dicha información, el Regulador verificará si continúa cumpliendo con los requisitos para ser Autoproductor que establece este Reglamento.

Salvo que el incumplimiento obedezca a razones de fuerza mayor o situaciones extraordinarias, de verificar que ya no cumple con dichos requisitos, el Regulador notificará a la empresa y a la ADME la revocación de la autorización como Autoproductor.

Artículo 58º. Dentro de los criterios, porcentajes y procedimientos que establece el Reglamento de Distribución, el Autoproductor cuya generación tenga las características de Generación Distribuida podrá vender potencia y energía a su Distribuidor.

Ante emergencias y riesgo de racionamiento, dicho Autoproductor estará obligado, a requerimiento del Poder Ejecutivo, a vender sus excedentes de energía eléctrica al Distribuidor para evitar o al menos disminuir el racionamiento. El Regulador acordará el precio con que será remunerada la energía, de manera que permita la recuperación de los costos variables de generación, incluyendo costos variables de arranque. A falta de acuerdo el Regulador formulará propuesta para su fijación por el Poder Ejecutivo.

En virtud de la Condición de Emergencia y de que la compra evita racionamientos, el costo de esta compra del Distribuidor será considerado a los efectos de su traslado a tarifas. En estos casos, el Distribuidor deberá informar al DNC los programas de entrega de energía que acuerda con el Autoproductor así como la energía realmente inyectada por éste a la red.

CAPITULO II. AUTOPRODUCTOR FIRME

Artículo 59º. Se considera Autoproductor Firme a la empresa que cumple los requisitos para ser Autoproductor y que, por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en su capacidad de generación que puede comprometer como firmes para respaldar el abastecimiento de terceros. El Autoproductor Firme puede vender en el MMEE, en forma directa convirtiéndose en Participante o en forma indirecta a través de un Comercializador.

Artículo 60º. Todo Autoproductor o empresa que quiera participar en el MMEE como Autoproductor Firme deberá presentar una solicitud de autorización al Regulador. La solicitud podrá ser presentada por un Comercializador en caso de que el solicitante haya decidido que dicha empresa comercialice para él.

La solicitud de autorización para actuar como Autoproductor Firme deberá cumplir los mismos requisitos que la solicitud para ser Autoproductor y, en el caso de presentarla un Comercializador, deberá incluir además la identificación de dicho Comercializador y documentación que acredite la existencia de una carta intención de celebrar un Acuerdo de Comercialización en caso de otorgarse la autorización como Autoproductor Firme.

El Regulador verificará que el solicitante cumple los requisitos para ser Autoproductor Firme y dentro de los quince días hábiles de la presentación de la solicitud notificará la resolución de autorización o rechazo de la misma. En caso de rechazo, la notificación informará los fundamentos del acto.

La autorización como Agente Autoproductor Firme no habilita como Participante al Autoproductor Firme o a su Comercializador mientras no cumplan los requisitos y procedimientos para ingresar como Participante del Mercado que define este Reglamento. En tanto un Autoproductor Firme o su Comercializador no se encuentre habilitado como Participante del Mercado, sólo podrá vender excedentes al Distribuidor en las condiciones que establecen el Reglamento de Distribución y este Reglamento.

Artículo 61º. La autorización será revocada en caso de incumplimiento de los requisitos definidos. A los efectos de la verificación de los mismos, antes de la finalización de cada año el Autoproductor Firme deberá presentar ante el Regulador la información anual de potencia instalada, consumo, generación propia, demanda máxima, compras y ventas de energía en el MMEE, y observaciones que considere relevantes.

Con dicha información, el Regulador verificará si continúa cumpliendo con los requisitos para ser Autoproductor Firme que establece este Reglamento. Salvo que el incumplimiento obedezca a razones de fuerza mayor o situaciones extraordinarias, de verificar que ya no cumple con dichos requisitos, el Regulador notificará a la empresa y a la ADME la revocación de la autorización como Autoproductor Firme. Sin embargo, de tener el Autoproductor Firme ventas en contratos vigentes, continuará autorizado como Autoproductor Firme hasta la finalización de los mismos, quedando impedido de acordar nuevos contratos.

Artículo 62º. El Autoproductor Firme podrá realizar ventas en el Mercado de Contratos a Término hasta su Potencia Firme de Largo Plazo. Se entiende por Potencia Firme de Largo Plazo mensual de un Autoproductor Firme al excedente entre su capacidad de generación efectiva menos consumos propios, o sea potencia neta máxima que puede inyectar a la red, y su demanda máxima mensual prevista. Para estos excedentes, le corresponden los mismos derechos y obligaciones que a un Generador, salvo las excepciones que se identifican en este Reglamento, y será considerado como si se tratara de una unidad generadora con la correspondiente Potencia Firme de Largo Plazo.

La Potencia Firme de Corto Plazo del Autoproductor Firme se medirá con la potencia que oferta diariamente al DNC para su despacho, que podrá ser mayor que la contratada. Si en un mes oferta menos potencia que la comprometida en sus contratos, el Autoproductor Firme tendrá un faltante de Potencia Firme que deberá comprar en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Para la programación y operación coordinada, los Autoproductores Firmes deberán suministrar al DNC:

a) Cada día, dentro de los mismos plazos en que los Participantes deben suministrar la información para el predespacho, su disponibilidad y su oferta de precio de generación para el día siguiente.
b) En tiempo real, todo cambio en su disponibilidad.

CAPITULO III. AUTOPRODUCTOR NO FIRME

Artículo 63º. Se considera Autoproductor No Firme al Agente Autoproductor autorizado que no cumple los requisitos para ser Autoproductor Firme. En consecuencia, cuenta con capacidad instalada para respaldar una parte de la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en Participante del Mercado, a decisión del Autoproductor No Firme y de acuerdo a sus requerimientos de consumo y decisiones propias de generación, puede vender excedentes de oportunidad o comprar faltantes para abastecimiento propio en el MMEE. Para ello, informará al DNC cada día, dentro de los plazos de envío de datos para el predespacho, los excedentes ofertados o el consumo requerido.

Artículo 64º. El Participante Autoproductor No Firme con faltantes actúa como Participante Consumidor y deberá cumplir las mismas obligaciones que un Gran Consumidor, en lo relativo a informar al DNC sus previsiones de consumo del MMEE. El Participante Autoproductor No Firme podrá comprar en Contratos de Suministro.

La Potencia Firme de Corto Plazo de un Autoproductor No Firme que es Participante se calculará con la potencia media que inyecta a la red en las horas fuera del Bloque Horario de Valle. El Participante Autoproductor No Firme podrá vender energía de oportunidad en el Mercado Spot y Potencia Firme de Corto Plazo en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

El Autoproductor No Firme no podrá vender por contratos por no contar con Potencia Firme de Largo Plazo para comprometer al respaldo de terceros.

Para la programación y operación coordinada, todo Autoproductor No Firme está obligado a informar al DNC:

a) Cada día, dentro de los mismos plazos en que los Participantes deben suministrar la información para el predespacho, los excedentes que ofertan o el consumo que se prevé necesario comprar para el día siguiente.
b) En tiempo real, cambios en sus excedentes ofertados o consumo requerido previsto.

TITULO III. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE GENERACION E IMPORTACION

Artículo 65º. Toda la importación estará sujeta a la programación y el despacho del DNC. La importación será considerada como generación conectada en la interconexión internacional. En el caso de importación por contratos, se la considerará con una capacidad efectiva igual a la potencia contratada.

Artículo 66º. Todas las centrales de generación estarán sujetas a la operación coordinada del Despacho Nacional de Cargas.

En el caso de una importación, esta operación coordinada alcanzará a la interconexión internacional con el Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país que realiza la importación al MMEE.

Todo Generador está obligado a cumplir el programa de generación que informe el DNC, resultado del despacho económico o del autodespacho del Participante Productor, según corresponda, y a cumplir los ajustes a dicho programa, que el DNC requiera en tiempo real. En el caso de la importación y en lo que hace al cumplimiento de los intercambios Programados en la interconexión internacional, la obligación alcanza al Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país en que se origina la importación programada. Un Participante Productor tiene el derecho a presentar posteriormente un reclamo al programa de generación si considera que no cumple con lo establecido en este Reglamento y sus Anexos.

Los Participantes Productores están obligados a suministrar al DNC la información sobre mantenimientos, indisponibilidad, restricciones técnicas y operativas que afectan su operación. Este requerimiento no se aplica al Autoproductor que deberá informar exclusivamente su oferta de excedentes, prevista y real. Tampoco se aplica al Importador que deberá informar su oferta en la interconexión internacional y las restricciones a la capacidad máxima despachable en dicha interconexión.

Artículo 67 º. Todo generador está obligado a los requerimientos técnicos de Desempeño Mínimo que resultan del Reglamento de Trasmisión y este Reglamento. Si un equipo de generación pone en peligro la estabilidad o seguridad del sistema, el Despacho Nacional de Cargas estará autorizado a desconectarlo o limitar su generación, según corresponda.

Son aplicables a la importación los mismos Criterios de Desempeño Mínimo que a la generación nacional y el DNC tendrá el derecho a interrumpir una importación si ésta pone en peligro la calidad y seguridad del sistema. El DNC deberá dar preaviso de la interrupción, junto con los motivos que la justifican, al Operador del Sistema y Administrador del Mercado del que se está tomando la importación, para coordinar su interrupción.

Artículo 68º. Son obligaciones específicas de los Participantes Productores las siguientes:

a) Acatar las instrucciones del DNC que resulten de la programación, el despacho y la operación centralizada del sistema, especialmente las referidas a arranque y parada, mantenimiento de la reserva rotante, y contribución a la regulación de tensión y frecuencia.

b) Abstenerse de todo acto contrario al principio de libre competencia.

TITULO IV. GENERACION NO SUJETA A DESPACHO

Artículo 69º. Se denomina central de despacho libre a toda central con una capacidad instalada inferior o igual a 5 MW. En función del crecimiento de la capacidad instalada en el sistema, el Regulador podrá incrementar este límite.

Una central de despacho libre podrá optar por ser despachada por el DNC. El DNC está obligado a incluir en su programación y despacho económico toda central o importación que, a pesar de tener el derecho a su autodespacho, solicita que el DNC la despache centralizadamente.

Artículo 70º. Se considera central no sujeta a despacho a la central de despacho libre que decide su propia programación y despacho.

Toda generación térmica no sujeta a despacho se considerará con una disponibilidad igual al programa de generación informado por el Participante Productor y un costo variable para el despacho igual a cero.

Para la programación y operación coordinada, toda central no sujeta a despacho está obligada a informar al DNC:

a) Cada día, dentro de los mismos plazos en que los Participantes deben suministrar la información para el predespacho, su disponibilidad y su programa de generación horario requerido para el día siguiente.

b) En tiempo real, todo cambio en su disponibilidad o programa de generación previsto.

Artículo 71º. Por restricciones técnicas o Criterios de Desempeño Mínimo, el DNC podrá modificar la generación requerida por una central no sujeta a despacho. Se considerará generación programada la generación autorizada por el DNC de acuerdo a los siguientes criterios:

a) El DNC deberá programar la generación requerida salvo que existan restricciones de la red o de los Criterios de Desempeño Mínimo que no permiten inyectar la energía requerida. El DNC deberá informar al Participante la generación programada indicando, cuando corresponda, la reducción realizada al programa de generación requerido junto con el motivo que lo justifica. El Participante Productor deberá acatar la reducción pero, de considerar los motivos injustificados, podrá posteriormente presentar un reclamo de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

b) En la operación en tiempo real el DNC deberá cumplir la generación programada salvo que se presenten restricciones no previstas o emergencias que obliguen por Criterios de Desempeño Mínimo o de seguridad de suministro a reducir la generación programada. El DNC deberá informar al Participante Productor el cambio en su programa de generación junto con el motivo que lo justifica. El Participante deberá acatar la reducción pero, de considerar los motivos injustificados, podrá posteriormente presentar un reclamo de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

TITULO V. GENERACION SUJETA A DESPACHO CENTRALIZADO

Artículo 72º. Toda generación que no califique como central de despacho libre está sujeta al despacho del DNC y deberá cumplir con los procedimientos de programación y despacho que establece este Reglamento.

Toda generación que no califique como central de despacho libre está obligada a poner a disposición toda su potencia disponible para la programación y despacho centralizado. Estas obligaciones se aplican también a toda importación por contratos en lo referido a la Potencia Firme y energía comprometida en el contrato.

Toda la generación hidroeléctrica con capacidad de embalse está sujeta a la optimización de embalses y despacho que realiza el DNC.

Artículo 73º. Para la programación y el despacho de una central sujeta a despacho, las unidades se podrán agrupar en uno o más grupos, de común acuerdo entre el DNC y el Participante Productor, en la medida en que se trate de unidades similares. Cada central estará compuesta para el despacho, de uno o más Grupos a Despachar, de manera que cada grupo estará compuesto por una o más unidades de la central.

El DNC determinará el programa de generación de cada Grupo a Despachar de acuerdo a los procedimientos, criterios, datos y modelos que establece este Reglamento. Cada Grupo a Despachar decidirá el modo en que reparte dicha generación entre las unidades que conforman el Grupo a Despachar.

Por requisitos técnicos de coordinación del sistema y calidad, el Participante Productor deberá informar al Despacho Nacional de Cargas el programa de generación que resulta para cada unidad, así como la entrada o salida de cada unidad.

Cada importación será considerada un Grupo a Despachar en la interconexión internacional con una unidad generadora.

TITULO VI. OPTIMIZACION DE GENERACION HIDROELECTRICA

Artículo 74º. Toda central hidroeléctrica sujeta a despacho está obligada a que la operación de sus embalses, de existir, y programas de generación, resulten de la aplicación por la ADME de los procedimientos de programación de largo y mediano plazo, optimización y cálculo de su valor del agua, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento. Sin perjuicio de ello, las funciones asociadas al control de crecidas, incluyendo el velar por la seguridad de las instalaciones, son responsabilidad del generador. El programa de generación resultará de la competencia entre su valor del agua y los costos o precios de generación alternativa, sujetos a las restricciones operativas que emanen del control de crecidas.

Artículo 75º. Para el cálculo del valor del agua, la ADME debe respetar los siguientes criterios:

a) El DNC debe acordar con los Generadores hidroeléctricos el modelado de las cuencas y de los embalses. El Generador suministrará los parámetros de operación y características técnicas de sus embalses y centrales hidroeléctricas, debidamente fundamentados, que el DNC utilizará en dicho modelado.

b) El DNC utilizará los modelos autorizados y producirá resultados auditables. Los modelos tendrán en cuenta el detalle necesario en la representación de las cuencas, embalses, generación, la red y las restricciones de operación y aguas abajo.

c) El DNC debe utilizar la información que suministren los Participantes, salvo aquellos datos que rechace por motivos fundamentados.

d) El DNC debe incluir para el cálculo del valor del agua el Costo de Racionamiento modelado en escalones de acuerdo a lo que establece este Reglamento y sus Anexos.

e) El DNC debe informar y justificar a los Participantes los criterios, hipótesis y datos a utilizar, y tener en cuenta las observaciones que al respecto suministren dichos Participantes.

f) La ADME deberá permitir el acceso abierto a todos los datos utilizados para el cálculo de los valores del agua, e informar los cambios a dichos datos y el motivo que justifica cada cambio.

g) Las centrales hidroeléctricas de pasada se considerarán tomadoras de precio, o sea con Generación Forzada por el caudal entrante y un valor del agua igual a cero. Junto con la Programación Estacional de Largo Plazo, el DNC realizará el cálculo preliminar del valor del agua del embalse de la Central Gabriel Terra con el modelo de largo plazo autorizado. Junto con la Programación Semanal, el DNC calculará los valores del agua de cada embalse, con inclusión del valor del agua definitivo de dicho embalse, utilizando el modelo de mediano plazo autorizado. Los valores del agua resultantes se utilizarán para el despacho y cálculo de precios Spot de la semana siguiente. De modificarse los supuestos de hidrología durante el transcurso de una semana, el DNC

realizará una reprogramación semanal para calcular los nuevos valores del agua que se aplican al resto de la semana.

Artículo 76º. La ADME propondrá al Regulador para su aprobación, los ajustes que considere convenientes, al Anexo "Programación, optimización y despacho", describiendo los modelos, datos, hipótesis, escenarios, criterios de actualización, y todo otro detalle que haga a la optimización hidroeléctrica y el cálculo del valor del agua. La propuesta se realizará en un plazo de 30 días a partir de la entrada en vigencia del presente Reglamento. El Anexo revisado deberá incluir como mínimo:

a) La descripción, alcance, horizonte de cálculo y restricciones de cada modelo.
b) El encadenamiento entre resultados y datos de entrada de cada modelo.
c) Los criterios para definir hipótesis y escenarios de datos aleatorios a considerar.
d) Las responsabilidades de los Participantes en el suministro de información.
e) Las responsabilidades del DNC en validar y organizar la información, correr los modelos y obtener como resultado el valor del agua.

Artículo 77º. Cada Participante con centrales hidroeléctricas tiene la obligación de suministrar al DNC sus pronósticos de aportes, de existir, así como los cambios a los mismos de modificarse las condiciones hidrológicas previstas. La ADME podrá obtener pronósticos propios, debidamente acreditados, que a su vez informará a los Participantes.

En función de la serie histórica y pronósticos e información disponible el DNC acordará con el Participante Productor con centrales hidroeléctricas los escenarios hidrológicos a considerar para dichas centrales. El procedimiento a utilizar para el intercambio de información y pronósticos así como para acordar los datos hidrológicos a utilizar se incluirá en Anexo.

SECCION V COMERCIALIZACION

TITULO I. ALCANCE

Artículo 78º. La comercialización de demanda consiste en vender generación propia o comprada de terceros, a Grandes Consumidores a nivel mayorista, o en exportaciones. La comercialización de generación consiste en comprar de un Agente Productor o en importación, energía y Potencia Firme de terceros para venderla en el MMEE.

TITULO II. COMERCIALIZADOR

Artículo 79º. Se considera Comercializador a quien, como resultado de Acuerdos de Comercialización, compra o vende para uno o más Agentes en el MMEE, incluyendo importación y exportación. El Agente continúa siendo el responsable de la operación, calidad y seguridad del equipamiento de su propiedad que se conecta a la red. El Comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada. El Comercializador es responsable del pago de todos los cargos que resulten para cada Agente que representa. De comercializar generación y demanda, le corresponderá el pago de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que se debe en la calidad de Participante Productor más el pago de dicha Tasa que se debe en la calidad de Participante Consumidor.

Artículo 80º. De acuerdo a los Agentes para los que comercialice o tipos de operaciones en que participe, un Comercializador podrá realizar uno o ambos de los siguientes tipos de comercialización:

a) Comercialización de Generación, incluyendo importación.
b) Comercialización de Grandes Consumidores, incluyendo exportación (Comercialización de Demanda).

TITULO III. ACUERDO DE COMERCIALIZACION

Artículo 81º. La relación entre el Comercializador y el Agente para el que comercializa, se formalizará a través de un Acuerdo de Comercialización.

El Acuerdo de Comercialización incluirá como mínimo:

a) Las partes, identificando domicilio y representante.
b) Vigencia del acuerdo, indicando fecha de inicio y de finalización, y condiciones de prórroga automática, de existir.
c) Causales de extinción del acuerdo. En el caso de Comercialización de Grandes Consumidores, se deberá establecer como causal de extinción que el Comercializador no cumpla con el cubrimiento anticipado de su Garantía de Suministro prevista, salvo en los casos en que el Regulador excepcione el cumplimiento de esta obligación en forma transitoria, de acuerdo a lo que establece este Reglamento.
d) En caso de Comercialización de Generación, identificación de la o las centrales o autoproducción firme a comercializar.
e) Derechos y obligaciones de cada parte, incluyendo compromisos y plazos de pagos entre las partes.
f) Compromisos de garantías. El Comercializador deberá establecer una garantía propia para cubrir posibles incumplimientos de pago de las deudas correspondientes a la generación o demanda comercializadas que surjan en el MMEE.
g) Una cláusula en que las partes acepten las disposiciones comerciales definidas en el presente Reglamento, y el compromiso de notificar a la ADME todo cambio, modificación o enmienda a la información suministrada sobre el Acuerdo de Comercialización así como el cese, suspensión o resolución de dicho Acuerdo o su prórroga.
h) Una cláusula en que el Comercializador asume la responsabilidad de todas las obligaciones de pago que surjan en el MMEE, de la comercialización de la correspondiente generación o demanda y, de las consecuencias y penalidades que puedan resultar si presenta incumplimientos de pago.
i) Procedimiento para la solución de conflictos entre los firmantes del Acuerdo.
j) Toda otra información que resulte relevante a las características particulares del Agente y su comercialización.

Artículo 82º. Cada vez que un Comercializador realice un Acuerdo de Comercialización, deberá presentar a la ADME una solicitud de autorización. La solicitud deberá incluir:

a) Identificación del Agente, generación de importación o demanda de exportación para quien comercializa.
b) Plazos del Acuerdo.
c) En caso de generación, identificación de la o las centrales o autoproducción firme involucradas.
d) En caso de autoproducción firme, copia de la autorización del Regulador como Autoproductor Firme.
e) En caso de importación o exportación, copia de la autorización del Ministerio asociada al contrato correspondiente.
f) En caso de uno o más Grandes Consumidores, para aquellos que ejercen la opción y no eran Agentes, documentación que acredite que califican como Grandes Consumidores y copia de la nota enviada al Distribuidor informando que dejarán de comprar a dicho Distribuidor.
g) En caso de uno o más Grandes Consumidores, carta de intención de celebrar un Contrato de Suministro, o generación propia que comercializa, con lo que cubrirá los requerimientos de contratos para la Garantía de Suministro de dichos Grandes Consumidores.
h) Carta suscrita por el Agente, por el generador de la importación, o por quien requiera la exportación, confirmando la información presentada en la solicitud del Comercializador.

Dentro del plazo de diez días hábiles la ADME deberá verificar que el acuerdo cumple todos los requisitos definidos en este Reglamento y la solicitud presenta toda la información requerida. A tales efectos, inmediatamente de recibida la solicitud, la ADME la comunicará a los Agentes

involucrados, debiendo rechazarla si dentro del plazo de que dispone para verificar el cumplimiento de los requisitos, algún Agente le comunica la inexistencia del acuerdo.

La ADME deberá, dentro del mismo plazo de diez días hábiles, remitir copia de la solicitud al Regulador, cuando entienda que puede corresponder el ejercicio de la competencia de este órgano, en aplicación de las disposiciones contenidas en la Sección Defensa de la Competencia de este Reglamento.

Dentro de los 3 (tres) días hábiles de vencido el plazo indicado y salvo que el Acuerdo de Comercialización se encuentre a estudio del Regulador, la ADME deberá notificar al Comercializador la decisión de autorización o rechazo del mismo. En caso de rechazo, la notificación deberá incluir la motivación del acto.

La autorización no será otorgada en los casos en que el Regulador constate que dicho acuerdo viola las normas contenidas en la SECCION II de este Reglamento.

El Comercializador deberá informar a la ADME cuando se dé por finalizado o se prorrogue un Acuerdo de Comercialización.

La ADME deberá notificar a los Agentes para los que comercializa un Comercializador, cuando éste registre un incumplimiento o se encuentre retrasado en el pago de sus deudas en el MMEE.

TITULO IV. COMERCIALIZACION DE GENERACION

Artículo 83º. El Comercializador está habilitado a agregar generación, incluyendo autoproducción firme, con las limitaciones que resulten aplicables de acuerdo a lo que establece la Sección Defensa de la Competencia del presente Reglamento. Este tipo de comercialización incluye comercializar generación ubicada en otro país, en cuyo caso el Comercializador actuará como importador.

Un Acuerdo de Comercialización de Generación debe ser entre un Comercializador y un Agente Productor que tenga una o más centrales de generación, incluyendo autoproducción firme, o una importación. En la Comercialización de Generación corresponden al Comercializador los derechos y obligaciones de un Participante Productor, salvo en aquellos casos en que este Reglamento establezca algo distinto.

Al Comercializador se le asignarán las remuneraciones y cargos que correspondan a la generación o importación que comercializa. Al Comercializador se le asignarán y deberá pagar los cargos por redes que correspondan a la generación o importación que comercializa.

El Comercializador podrá vender la generación que comercializa, en el Mercado Spot y en el Mercado de Contratos a Término, así como servicios del MMEE. También podrá utilizarla para cubrir el consumo de Grandes Consumidores o exportación que comercializa.

TITULO V. COMERCIALIZACION DE GRANDES CONSUMIDORES

Artículo 84º. El Comercializador está habilitado a comercializar para uno o más Grandes Consumidores, y comercializar demanda de exportación. Se habilita al Comercializador a actuar como exportador, o sea a realizar la comercialización de consumo ubicado en otro país.

El Acuerdo de Comercialización de Grandes Consumidores será entre un Comercializador y uno o más Agentes Grandes Consumidores, o entre un Comercializador y una exportación que, a los efectos de este Reglamento, será considerada como un Gran Consumidor en la interconexión internacional.

Artículo 85º. En la comercialización de Grandes Consumidores, corresponden al Comercializador los derechos y obligaciones de un Participante Consumidor, salvo en aquellos casos en que el Reglamento establezca algo distinto.

Al Comercializador se le asignará la demanda que resulte de la suma de las demandas de los Grandes Consumidores (incluyendo exportación) que comercializa. Sus operaciones en el MMEE deberán cumplir las obligaciones de seguro de suministro y contratación, que correspondan a los Grandes Consumidores para los que comercializa. Todos los otros cargos que resulten para el

consumo que representa también serán asignados al Comercializador. La ADME realizará la liquidación que corresponde a cada Gran Consumidor, incluyendo exportación, y calculará la liquidación que corresponde a cada Comercializador de Grandes Consumidores.

El Comercializador de Grandes Consumidores deberá aportar como depósito de garantía, la suma de las garantías que corresponden a los Grandes Consumidores y exportaciones que comercializa.

SECCION VI COMPOSICION DEL MERCADO MAYORISTA

TITULO I. AGENTES

Artículo 86º. Para ser considerado Agente, se debe cumplir con los siguientes requisitos:

a) Ser Generador, Trasmisor, Distribuidor o Gran Consumidor
b) Contar con Concesión o autorización, según corresponda.
c) Cumplir con las obligaciones y requisitos que resultan del presente Reglamento.

Cada Agente tendrá definido uno o más puntos de conexión a la red, en que se mide su inyección o retiro.

Todo Agente deberá cumplir las obligaciones de calidad y normas técnicas de conexión. Ante incumplimientos o en caso de provocar perturbaciones en la red a la que se conecta, podrá ser desconectado de acuerdo a lo que se establece en la reglamentación.

Artículo 87º. El desarrollo de la actividad de generación de la cuota parte de la República en la Central Binacional de Salto Grande, así como los derechos y obligaciones técnicas y operativas corresponden a la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.

Artículo 88º. Cuando un consumidor quiera convertirse en Agente Gran Consumidor deberá presentar la solicitud de ingreso como Participante del Mercado. En caso de que haya realizado un acuerdo con un Comercializador, dicho Comercializador presentará la autorización del correspondiente Acuerdo de Comercialización.

Hasta tanto sean definidos los cargos por servicios de transporte en la red de distribución, estos consumidores deberán estar conectados en tensiones no menores a 30kV.

La autorización como Participante será revocada cuando el consumidor deje de cumplir los requisitos que lo habilitan a optar por convertirse en Gran Consumidor.

Nota: La potencia mínima requerida para ser Gran Consumidor surge del artículo 4º del Decreto Nº 299/003

TITULO II. PARTICIPANTES DEL MERCADO

CAPITULO I. TIPOS DE PARTICIPANTES

Artículo 89º. En el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica podrán realizar operaciones comerciales los Participantes del Mercado. Cada Participante tendrá definido uno o más puntos de venta al Mercado, relacionados con puntos de conexión a la red en que se mide inyección o retiro de energía de la red. Serán Participantes los Agentes y los Comercializadores que comercialicen para Agentes que opten por participar en el MMEE a través de un Comercializador, habilitados a operar comercialmente en forma directa en el MMEE.

Artículo 90º. Se considerarán Participantes Productores:

a) Agentes Productores que se convierten en Participantes.
b) Comercializadores de Generación, como resultado de sus Acuerdos de Comercialización.
c) Los generadores de la energía producida en otro país, representados por su importador.

Artículo 91º. Se considerarán Participantes Consumidores:

a) Agentes Consumidores que se convierten en Participantes.
b) Comercializadores de Grandes Consumidores, como resultado de sus Acuerdos de Comercialización.

c) Los consumidores ubicados en otro país, a través de su exportador.

CAPITULO II. DISTRIBUIDOR

Artículo 92º. El Distribuidor compra energía y potencia para realizar el suministro a los Suscritores. El procedimiento de compra así como el traslado de costos mayoristas a las tarifas reguladas del Distribuidor se cumplirán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución.

El Distribuidor podrá comprar directamente, en cuanto ello fuere habilitado por las normas de contratación previstas en el TOCAF, hasta un 2% (dos por ciento) de su demanda, de Generación Distribuida conectada a su red. Los requisitos, las condiciones de compra y el precio representativo que se traslada a tarifas se regirán por lo establecido en el Reglamento de Distribución.

En caso de existir Generación Distribuida, el Distribuidor tendrá la responsabilidad de centralizar la información de generación prevista e informarla al DNC de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución.

TITULO III. PARTICIPANTES HABILITADOS

Artículo 93º. A la puesta en marcha del MMEE serán Participantes habilitados: UTE como Participante Generador y Participante Distribuidor.

Los contratos de importación acordados previo a la puesta en marcha del MMEE serán asignados como compra de UTE Distribuidor, quien será considerado el correspondiente importador. Si UTE realiza Acuerdos de Comercialización de Generación o de Grandes Consumidores podrá actuar como Participante Comercializador de acuerdo a lo previsto por el artículo 79.

Artículo 94º. Todo otro sujeto que quiera convertirse en Participante, deberá presentar una solicitud a la ADME cumpliendo los siguientes requisitos:

a) Ser Agente o una empresa que quiera actuar como Comercializador. En el caso del Comercializador deberá presentar uno o más Acuerdos de Comercialización o cartas de intención de celebrar Acuerdos de Comercialización.
b) Designar su representante legal frente a la ADME.
c) Designar su coordinador, quién será el interlocutor válido con la ADME, a los efectos de proporcionar y recibir información.
d) Contar con un Sistema de Medición Comercial, con las características que define la reglamentación, en los puntos en que compra o vende al Mercado. En el caso de un Comercializador, es su responsabilidad que exista Sistema de Medición Comercial en los puntos de inyección o retiro de la generación o consumo de los agentes que comercializa.
e) De tratarse de solicitud de Gran Consumidor, constancia de contar con una demanda que lo habilita, y acuerdo o carta de intención con un Participante Productor, que se convertirá en Contrato de Suministro al autorizarse su ingreso como Participante. Este contrato deberá cubrir por lo menos el porcentaje de su demanda que está obligado a contratar para ser considerado Gran Consumidor.
f) De tratarse de un Comercializador de Grandes Consumidores, presentar las constancias correspondientes de los Grandes Consumidores para los que comercializará. Para el cubrimiento de la obligación de contratar deberá presentar Acuerdo de Comercialización de Generación o acuerdo o carta de intención con un Participante Productor que se convertirá en Contrato de Suministro al autorizarse su ingreso como Participante.
g) Contar con una cuenta en el Banco de Servicio de Cobranza definido para la administración del sistema de cobranzas del MMEE.
h) Participar en el sistema de garantías, para cubrimiento del riesgo de cobrabilidad por sus operaciones en los Mercados que administra la ADME, de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

i) Presentar su compromiso escrito de aceptar y cumplir el Marco Regulatorio y pagar las deudas que surjan de sus operaciones en el MMEE.

Dentro del plazo de diez días hábiles de recibida la solicitud, la ADME verificará que el solicitante suministró toda la información y cumple los requisitos establecidos, y le notificará el acto de autorización o rechazo. De verificar el cumplimiento de los requisitos, la ADME deberá autorizar el ingreso como Participante en la fecha requerida. En caso de rechazo, la notificación del acto deberá incluir la motivación.

Ante un rechazo, el solicitante deberá completar los requerimientos faltantes y realizar las correcciones necesarias a la información suministrada, antes de presentar una nueva solicitud de ingreso. De considerar que el rechazo es injustificado, el solicitante podrá plantear su reclamación de acuerdo con lo establecido en este Reglamento.

Artículo 95º. En caso de que, por demoras en el acceso a la red o entrada en operación comercial de nueva generación, un Participante Productor resulte, transitoriamente, con un contrato que entra en vigencia previo a la entrada de nueva generación comprometida para dicho contrato, el Participante cubrirá los compromisos de energía y Potencia Firme de su contrato, mediante compras en el MMEE.

TITULO IV. DERECHOS Y OBLIGACIONES

Artículo 96º. Constituyen derechos de los Participantes del Mercado:

a) Recibir de la ADME el servicio de operación del sistema y servicio de administración del mercado, en forma eficiente, transparente y no discriminatoria.

b) Presentar solicitudes de mantenimiento y realizar los mantenimientos programados

c) Participar en la coordinación del mantenimiento programado de generación y trasmisión del sistema en representación de los equipos de su propiedad, con derecho a presentar observaciones al plan de mantenimiento que coordine el DNC, y a recibir explicaciones satisfactorias sobre la modificación a sus requerimientos, de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

d) Disponer bajo su responsabilidad y con causa fundada la indisponibilidad forzada de su equipamiento.

e) Recibir la información y resultados de la ADME, de la programación, el despacho y la operación del sistema y de la administración del MMEE.

f) Recibir los informes que elabore la ADME, de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.

g) Presentar observaciones o reclamos fundados a la programación, el despacho, la operación, cálculo de precio y liquidaciones que realice la ADME, y recibir la respuesta motivada a los mismos. La presentación de reclamos al despacho o la operación no releva al Participante de cumplir las instrucciones que reciba del DNC, excepto en los casos en que afecte su seguridad. La presentación de reclamos a los precios o a una liquidación no releva al Participante de cumplir con sus obligaciones de pago en el MMEE.

Artículo 97º. Constituyen obligaciones de los Participantes del Mercado:

a) Suministrar al DNC en tiempo y forma, la información disponible y fidedigna para la coordinación, programación, despacho y operación del sistema, e información de contratos, Acuerdos de Comercialización y ofertas para la administración del MMEE, así como todo cambio a los datos informados.

b) Acatar la autoridad operativa del DNC, cumpliendo sus instrucciones referidas a la coordinación, programación, despacho y operación del sistema, de acuerdo a las normas establecidas en este Reglamento y los Criterios de Desempeño Mínimo. La seguridad de las personas y equipos involucrados será de exclusiva responsabilidad de los Agentes. En caso de que el cumplimiento de una instrucción del DNC significara poner en peligro equipamiento o personal, el Agente deberá informarlo inmediatamente al DNC, indicando que no realizará la operación y el motivo que lo justifica.

c) Participar en los esquemas y sistemas para mantener la calidad y seguridad del sistema. En particular, realizar los aportes que correspondan a los servicios complementarios que le asigne el DNC.

d) Para Distribuidores y Grandes Consumidores, participar en los esquemas de desconexión automática de cargas y cumplir con los programas de racionamiento que informe el DNC ante condición de déficit programado.

e) Cancelar puntualmente sus obligaciones de pago en el MMEE.

TITULO V. INCUMPLIMIENTOS

Artículo 98º. Cuando el DNC constate un incumplimiento de un Participante o Agente en relación con este Reglamento, deberá realizarle las observaciones que resulten pertinentes y requerirle en forma fehaciente la modificación de su comportamiento de acuerdo con las obligaciones asumidas. El Participante o Agente deberá exponer el motivo del incumplimiento dentro del plazo de tres días hábiles de recibida la observación.

En caso de que el incumplimiento de un Agente ponga en peligro la integridad del sistema o su confiabilidad, el DNC podrá requerir la desconexión inmediata del equipo de dicho Agente, en forma fundada.

El DNC informará al Directorio de la ADME los incumplimientos de los Participantes o Agentes. En los casos de incumplimientos graves o reiterados, el Directorio de la ADME deberá notificarlos al Regulador. Se considerarán incumplimientos graves los que afecten la seguridad del sistema o distorsionen significativamente el despacho o la optimización del agua, así como la demora o falta de pago y los actos contrarios al principio de libre competencia.

El Regulador aplicará las sanciones que estime pertinentes o propondrá su aplicación al Poder Ejecutivo según corresponda de acuerdo con el marco legal vigente.

SECCION VII COORDINACION DE MANTENIMIENTOS

TITULO I. ALCANCE

Artículo 99º. La ADME, a través del DNC, es la responsable de coordinar los planes de Mantenimientos Mayores de equipos de generación y de trasmisión, excluyendo la generación de un Autoproductor cuyo mantenimiento será decidido por su propietario sin necesidad de la coordinación centralizada de dicha Institución.

Cada Participante debe presentar su solicitud de mantenimiento indicando el motivo que lo justifica, dentro de los plazos y características que se establecerán en el Anexo Mantenimientos.

TITULO II. TIPOS DE MANTENIMIENTO

Artículo 100º. De acuerdo con sus características y posibilidad de anticipación para su coordinación se diferencian los siguientes tipos de mantenimiento:

a) Mantenimiento programado anual: Corresponde a los ciclos típicos de mantenimiento de generación y el mantenimiento cuya programación se debe realizar con una anticipación no menor de doce meses o semestral, y cuya implementación está sujeta a ajustes mensuales o semanales. Se lo considera indisponibilidad programada de largo plazo.

b) Mantenimiento preventivo o correctivo: Corresponde a las necesidades de mantenimiento que se detectan en la operación de equipo, y que se programan con una anticipación no menor de una semana. Se lo considera indisponibilidad programada.

c) Mantenimientos de Emergencia: Corresponde al mantenimiento no previsto con una anticipación semanal o que no cumple los requisitos de coordinación establecidos en este Reglamento. Se lo considera indisponibilidad forzada.

TITULO III. CRITERIO DE COORDINACION DE MANTENIMIENTO

Artículo 101º. La ADME, a través del DNC, debe elaborar los programas de mantenimientos analizando en conjunto las solicitudes de mantenimientos mayores de generación y trasmisión y

evaluando su efecto previsto sobre la programación de la operación programada, teniendo en cuenta los Criterios de Desempeño Mínimo que define el Reglamento de Trasmisión y los Criterios de Coordinación de Mantenimientos que define este Reglamento. Para ello, debe coordinar con los Participantes las modificaciones necesarias a sus solicitudes de mantenimiento.

Los Criterios de Coordinación de Mantenimientos se orientan a definir programas de mantenimiento coordinados con el objetivo de minimizar el costo total de operación cumpliendo los Criterios de Desempeño Mínimo.

Para la coordinación del Programa Anual de Mantenimiento y ajustes mensuales a dicho programa, el DNC deberá utilizar los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Largo Plazo. Para la coordinación semanal y diaria deberá utilizar los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Corto Plazo.

El DNC debe utilizar como Criterio de Coordinación de Mantenimientos de Largo Plazo, aquel según el cual la disponibilidad prevista, teniendo en cuenta mantenimientos, permite satisfacer la demanda sin superar la probabilidad de energía no suministrada que establece la reglamentación, con la probabilidad establecida en la reglamentación, de cumplir los Criterios de Desempeño Mínimo. Para realizar su evaluación, el DNC debe utilizar el modelo para la Programación Estacional de largo plazo y adicionalmente, cuando sea necesario, modelos de confiabilidad, con escenarios de demanda, indisponibilidad de generación, indisponibilidad de trasmisión y requerimientos de reserva que resultan de los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 102º. Los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Largo Plazo se considerarán cumplidos, si para cada semana del período en que se analizan los mantenimientos mayores anuales, el riesgo de energía no suministrada o incumplimiento en el nivel de reserva requerida por los Criterios de Desempeño Mínimo, es menor o igual que una probabilidad establecida, denominada probabilidad de seguridad de abastecimiento. Al comenzar a operar el MMEE, dicha probabilidad se define en el 5% (cinco por ciento). Posteriormente, esta probabilidad podrá ser modificada por el Poder Ejecutivo, a propuesta del Regulador, fundada en un estudio económico que demuestre su conveniencia. El Regulador podrá solicitar a la ADME datos y evaluaciones para este estudio.

El DNC debe utilizar los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Corto Plazo para la coordinación semanal y diaria y autorización de mantenimientos preventivos y correctivos o de ajustes semanales a los mantenimientos anuales. Dichos criterios son que, para las condiciones previstas de generación y demanda en las siguientes dos semanas, la disponibilidad resultante de los mantenimientos programados sea suficiente para cubrir la demanda horaria proyectada con el nivel requerido de reserva y que se minimice el incremento que produce en el costo del despacho económico. Se dará prioridad a los mantenimientos en función de la anticipación con que fueron solicitados, y entre éstos a los definidos en el mantenimiento anual programado.

Artículo 103º. El DNC sólo podrá requerir desplazar un mantenimiento solicitado por un Participante o Agente si le informa el requerimiento de cambio con una justificación fundamentada en los Criterios de Coordinación de Mantenimientos que establece este Reglamento.

Si en el proceso de Coordinación de Mantenimientos el DNC justifica modificar las fechas de uno o más mantenimientos, buscará acordar el cambio con el o los Agentes y Participantes afectados. De no lograr un acuerdo, el DNC propondrá la fecha o las fechas más convenientes que resulten de la aplicación de los Criterios de Coordinación de Mantenimientos. Si un Participante o Agente cuyo mantenimiento es desplazado sin acuerdo, considera que este cambio puede afectar la seguridad de su equipamiento, podrá exigir realizarlo en la fecha solicitada con el motivo que lo justifica, pero en este caso calificará como mantenimiento de emergencia por no cumplir con los Criterios de Coordinación de Mantenimientos.

Artículo 104º. El DNC deberá coordinar con el operador del sistema y administrador del mercado de otro país el mantenimiento de sus interconexiones internacionales que afectan los contratos de importación o exportación.

TITULO IV. PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL

Artículo 105º. La ADME organizará un Grupo de Trabajo de Mantenimiento con participación de los Participantes Productores y Agentes Trasmisores. En el caso de Comercializadores, podrán asistir los Agentes Generadores para los que comercializan. El Grupo de Trabajo se reunirá con la ADME para coordinar el Programa Anual de Mantenimiento.

Artículo 106º. Cada 6 (seis) meses, previo al estudio para la Programación Estacional de largo plazo, el DNC realizará una reunión de mantenimiento anual. Cada Participante Productor y Agente Trasmisor deberá enviar al DNC antes de la reunión sus requerimientos de mantenimiento, para análisis del DNC de los pedidos en conjunto, indicando los mantenimientos mayores previstos para los siguientes 12 (doce) meses y una estimación de mantenimientos mayores requeridos para los treinta y seis meses subsiguientes. Con la información recibida, el DNC deberá coordinar una propuesta de Programa Anual de Mantenimiento para los siguientes doce meses y un programa indicativo para los treinta y seis meses subsiguientes. Para ello, el DNC deberá realizar estudios que evalúen el impacto que tienen las salidas requeridas por mantenimiento en la seguridad del 38 suministro y la calidad del servicio, las restricciones de trasmisión y el despacho económico. En la propuesta de Programa Anual de Mantenimiento el DNC podrá desplazar un mantenimiento requerido si no cumple los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Largo Plazo y este incumplimiento puede ser evitado o reducido desplazando el mantenimiento a otra fecha dentro de los siguientes seis meses.

En la reunión del Grupo de Trabajo de Mantenimiento, el DNC buscará acordar con los Participantes y Agentes afectados los ajustes a los planes de mantenimiento requeridos, justificado en los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de Largo Plazo. Como resultado, el DNC definirá el Programa Anual de Mantenimiento para los siguientes doce meses y el programa indicativo para los treinta y seis meses subsiguientes. Cada Participante o Agente deberá aceptar este Programa Anual de Mantenimiento que resulta de la Coordinación de Mantenimientos.

Sin embargo, en caso de que el Agente o Participante considere que un mantenimiento desplazado pone en peligro su equipamiento, podrá requerir un mantenimiento en emergencia, en la fecha que considere necesaria, con la correspondiente justificación.

TITULO V. COORDINACION MENSUAL Y SEMANAL

Artículo 107º. A lo largo del período semestral, los Participantes y Agentes Trasmisores podrán requerir ajustes al Programa Anual de Mantenimiento. El DNC evaluará los cambios solicitados y sólo los aprobará si cumplen con los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de largo plazo. Junto con la información para la Programación Semanal, los Participantes y Agentes podrán presentar requerimientos de ajuste a los mantenimientos del Programa Anual de Mantenimiento a realizar las siguientes cuatro semanas, y solicitudes de mantenimientos preventivos o correctivos. Los mantenimientos serán aprobados y programados por el DNC condicionados al estado del sistema y el cumplimiento de los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de corto plazo. Junto con resultados de la Programación Semanal, el DNC informará a los Participantes y Agentes Trasmisores los mantenimientos programados para la siguiente semana.

TITULO VI. COORDINACION DIARIA

Artículo 108º. Junto con los datos para el predespacho, los Participantes o Agentes deberán informar sus solicitudes de mantenimientos de emergencia o ajustes a mantenimientos previstos para el día siguiente. El DNC aprobará las nuevas solicitudes de mantenimiento o ajuste a los mantenimientos previstos salvo que incumplan los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de corto plazo.

Un Agente podrá cancelar o suspender un mantenimiento autorizado, debiendo informar previamente al DNC con indicación del motivo que lo justifica.

Ante una Condición de Emergencia o de riesgo de racionamiento, el DNC buscará coordinar cuando sea posible la suspensión de mantenimientos que aún no se hayan iniciado, con la correspondiente justificación.

Junto con la información de resultados del predespacho, el DNC informará los mantenimientos programados para el día siguiente.

Artículo 109º. Durante la operación en tiempo real, el DNC coordinará con los Agentes afectados el comienzo y fin de cada mantenimiento programado, la entrada y salida de equipamiento y los programas de ensayos, de existir. Para ello, el DNC deberá contar con un procedimiento técnico con el detalle de los pasos a seguir por el DNC y por los Agentes, las responsabilidades de cada uno, y todo otro detalle que permita garantizar una adecuada coordinación de desconexión y reconexión de equipamiento en mantenimiento y ensayos.

TITULO VII. MANTENIMIENTO EN CONDICION DE RACIONAMIENTO

Artículo 110º. Cuando en el despacho diario, el DNC prevea una condición de racionamiento programado que se mantendrá durante un periodo mayor o igual que una semana, podrá requerir la suspensión de mantenimientos mayores. En estas condiciones, cualquier indisponibilidad programada de equipamientos de generación o trasmisión requerirá una autorización especial del DNC que justifique los trabajos a realizar a pesar de la condición de racionamiento programado.

El DNC informará a cada Participante y Agentes Trasmisores las fechas estimadas de inicio y finalización del racionamiento, y los ajustes a los mantenimientos programados.

De corresponder cambios a la programación de mantenimientos mayores, el DNC coordinará con los Participantes y Agentes Trasmisores la elaboración de un nuevo Programa Anual de Mantenimiento, en una reunión con características similares a la semestral.

SECCION VIII PROGRAMACION DE LA OPERACION

TITULO I. OBJETO

Artículo 111º. El DNC realizará la programación de la operación con el objeto de lograr la operación a mínimo costo dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, dando prioridad a la Garantía de Suministro y la optimización de los recursos de generación.

La programación de la operación se realizará en las siguientes etapas:

a) Programación Estacional de largo plazo: Cada seis (6) meses, con la posibilidad de reprogramar dentro del semestre.
b) Programación Semanal: Cada semana, con la posibilidad de reprogramar dentro de la semana.
c) Programación de corto plazo: Despacho diario.
d) Programación en tiempo real: Redespachos.

Artículo 112º. En la etapa de programación de largo plazo y semanal, el DNC tiene la obligación de evaluar el riesgo de racionamientos prolongados. En las condiciones que establece este Reglamento, deberá elaborar un informe a enviar a los Participantes, el Regulador, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y el Poder Ejecutivo para mantener adecuadamente informadas a las partes afectadas y las autoridades.

TITULO II. GENERACION FORZADA

CAPITULO I. OBJETO

Artículo 113º. Las restricciones de calidad u operativas en un sistema pueden determinar que la operación se aparte del despacho de mínimo costo.

Se entiende por Generación Obligada, a la energía que están obligadas a producir una o más unidades generadoras, debido a restricciones de calidad u operativas.

Artículo 114º. En el despacho y la operación en tiempo real, de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda, la Generación Obligada podrá o no resultar competitiva dentro del despacho económico. Se considerará Generación Forzada aquella Generación Obligada que resulte generando, aún cuando no resultaría despachada según el despacho económico sin restricciones.

CAPITULO II. CONTRATOS DE RESPALDO PARA GENERACION FORZADA

Artículo 115º. Uno o más Participantes responsables de una restricción de calidad que obliga a generar, podrán requerir un Contrato de Respaldo con la Generación Obligada, de no estar ésta ya comprometida en contratos.

Los precios de estos contratos tendrán un máximo regulado, dado para la energía por el costo variable para el despacho asociado, y para la potencia por el Precio de Referencia de la Potencia.

En un Contrato de Respaldo con la Generación Obligada, el Generador se compromete a contar con la disponibilidad de potencia requerida como obligada y recibe un pago por la Potencia Firme contratada en la medida que esté disponible. El compromiso de energía del contrato será exclusivamente la compraventa de la generación despachada por el DNC como Generación Forzada.

CAPITULO III. SOBRECOSTO POR GENERACION FORZADA

Artículo 116º. Por sus características de no corresponder a un despacho económico competitivo, la Generación Forzada no participa en la formación del Precio Spot de la energía.

Artículo 117º. Se considera sobrecosto por Generación Forzada, a la energía forzada valorizada a la diferencia entre el costo variable para el despacho de esa generación y el Precio Spot de la energía en el nodo de venta de la generación.

Salvo en el caso en que exista un Contrato de Respaldo para dicha Generación Forzada, el Participante Productor con Generación Forzada recibirá en compensación el sobrecosto que deberá ser pagado por los Participantes o Agentes que requieren la Generación Forzada, de acuerdo a los criterios que se definen en este Reglamento.

Para cada restricción que requiere Generación Forzada, el DNC deberá realizar el seguimiento del sobrecosto que dicha restricción provoca. A tales efectos deberá:

a) Junto con los resultados del predespacho, informar la Generación Forzada programada, el motivo y el sobrecosto previsto.
b) Junto con los resultados de la operación real, con el posdespacho informar la Generación Forzada registrada y el sobrecosto real.
c) Junto con la liquidación mensual, informar la Generación Forzada mensual por cada restricción, el sobrecosto mensual que resulta y su asignación como cargos a pagar por servicios.
d) Con el informe anual del MMEE, para cada restricción informar la Generación Forzada y sobrecosto acumulado en el año.

CAPITULO IV. ADMINISTRACION DE LA GENERACION FORZADA

Artículo 118º. Junto con cada programación, el DNC deberá identificar la Generación Forzada prevista y poner en conocimiento de los Participantes y Agentes Trasmisores lo siguiente:

a) La identificación de cada restricción por la cual el DNC habilitará Generación Forzada, con la correspondiente justificación técnica, el o los Participantes o Agentes Trasmisores responsables de pagar su sobrecosto y si existe un Contrato de Respaldo para la Generación Forzada.
b) Para cada restricción que habilita Generación Forzada, la energía y potencia obligada prevista.

Artículo 119º. Cada día, junto con el predespacho el DNC determinará el requerimiento, de existir, de Generación Forzada para el día siguiente, e informará el despacho forzado a cada Productor.

Durante la operación en tiempo real, el DNC administrará y modificará la Generación Forzada programada en función de las necesidades reales que se presenten.

CAPITULO V. TIPOS DE GENERACION FORZADA

Artículo 120º. Se diferencian los siguientes tipos de Generación Forzada según la restricción que la causa:

a) Generación Forzada por Calidad, para Control de Tensión. El sobrecosto que provoca se asigna al Servicio de Control de Tensión, salvo los casos en que exista un Contrato de Respaldo para la Generación Forzada, por el que ya esté cubierto.

b) Generación Forzada por Transporte. Es la Generación Forzada por congestión en el transporte zonal, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión. El sobrecosto que provoca se asigna al Servicio de Administración de Restricciones de Transporte.

c) Generación Forzada por Tiempos de Arranque y Parada y restricciones de mínimo técnico. El sobrecosto que provoca se asigna al Servicio de Seguimiento de Demanda.

d) Generación Forzada a requerimientos del Generador, por ensayos o pruebas especiales.

e) Otras, según se define en Anexo.

Artículo 121º. Junto con cada Programación Estacional de largo plazo, el DNC determinará los requerimientos previstos para los siguientes doce meses de Generación Forzada por Control de Tensión.

CAPITULO VI. CONTROL DE TENSION

Artículo 122º. La demanda cuyo abastecimiento está obligatoriamente cubierto con una o más máquinas determinadas, por las restricciones de calidad de Control de Tensión se administrará de acuerdo a los criterios que establece este Reglamento y el Anexo para la Generación Forzada.

Artículo 123º. La Generación Forzada por restricciones de Control de Tensión en una red de distribución será considerada responsabilidad del Distribuidor de dicha red y se asignará como un cargo por el Servicio de Control de Tensión a dicho Distribuidor. La ADME deberá informar al Regulador la Generación Forzada por control de tensión de cada Distribuidor y el sobrecosto mensual y acumulado anual que provoca.

Artículo 124º. La Generación Forzada por restricciones de Control de Tensión en una red de trasmisión será considerada responsabilidad del correspondiente trasmisor si la misma se debe a indisponibilidad de equipamiento del trasmisor. De no ser así, se asignará como responsabilidad de la demanda en su conjunto, como un cargo por el Servicio de Control de Tensión de los Participantes Consumidores.

CAPITULO VII. ARRANQUE Y PARADA

Artículo 125º. Como resultado de la optimización semanal, una unidad generadora de arranque lento (turbovapor o ciclo combinado de corresponder) podrá ser requerida generando una o más horas en que existe generación de menor costo variable para el despacho, para minimizar el costo total de operación semanal. Esta generación es económica y justificada, si el costo total de operación semanal, incluyendo el sobrecosto por Generación Forzada de las unidades de arranque lento, es menor que el costo total de operación que resultaría parando la unidad.

Como resultado del despacho diario, una unidad generadora de arranque lento podrá ser requerida generando una o más horas en que existe generación de menor costo variable para el despacho, para minimizar el costo total de operación diario. Esta generación es económica y justificada, si el costo total de operación diario, incluyendo el sobrecosto por Generación Forzada

de las unidades de arranque lento, es menor que el costo total de operación que resultaría parando la unidad.

El sobrecosto de la Generación Forzada por arranque y parada que resulta del despacho económico será asignado al Servicio de Seguimiento de Demanda. Su costo se asignará como responsabilidad de pago de los Participantes Consumidores.

TITULO III. MODELOS PARA LA PROGRAMACION

Artículo 126º. Los modelos utilizados para la programación de la operación y despacho económico deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

a) Permitir un modelado adecuado de la demanda, tanto en energía como en la forma de las curvas de carga horarias.
b) Permitir modelar el Costo de Racionamiento, ante distintos niveles de energía no suministrada.
c) Permitir una representación adecuada de la red de trasmisión y sus restricciones que puedan afectar la operación, y modelar la Generación Obligada.
d) Permitir un modelado adecuado de la generación hidroeléctrica con su valor del agua y sus características, y de la generación térmica con sus restricciones y costo variable para el despacho.
e) Permitir modelar las restricciones resultantes de los Criterios de Desempeño Mínimo, incluyendo cuando corresponda los requisitos de reserva.
f) Permitir una representación adecuada de los intercambios en las interconexiones internacionales, tanto por compromisos contratados como por ofertas y requerimientos Spot de oportunidad.

La función objetivo del modelo debe ser minimizar el costo total de abastecimiento, dado por la suma del costo asociado a la generación más el costo por energía no suministrada de acuerdo a niveles de racionamiento.

TITULO IV. PROGRAMACION ESTACIONAL DE LARGO PLAZO

Artículo 127º. El DNC deberá realizar la Programación Estacional de Largo Plazo con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad. En esta etapa, la programación de la operación abarca lo siguiente:

a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.
d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores. La Programación Estacional se realizará con el modelo autorizado de programación de largo plazo.

Artículo 128º. Los Participantes y Agentes Trasmisores deberán suministrar la información requerida para la Programación Estacional, incluyendo:

a) Cada Participante Productor, limitaciones previstas a la potencia máxima generable, indicando el motivo.

b) Cada importador, importación prevista.

c) Cada Agente Trasmisor, limitaciones a la capacidad de trasmisión, indicando el motivo.

d) Cada Participante Consumidor y exportador, sus pronósticos de consumo y demanda máxima.

Artículo 129º. La ADME presentará los resultados en un informe de Programación Estacional de Largo Plazo, que incluirá como mínimo:

a) Programa Anual de Mantenimiento, incluyendo ingreso previsto de nueva generación o retiro de generación existente.

b) Previsiones de consumo y demanda, y riesgo de racionamiento (probabilidad y energía no suministrada prevista).

c) Disponibilidad prevista y reserva, indicando su posible impacto en la seguridad de suministro y disponibilidad de Reserva Operativa.

d) Previsión de importación y exportación.

e) Previsión de evolución del Precio Spot en el semestre. Con dicha previsión calculará el precio representativo Spot del semestre como el Precio Spot promedio de los escenarios considerados en cada bloque horario del semestre, ponderado por el consumo previsto en los bloques horarios.

f) Restricciones de trasmisión, indicando posibles condiciones de congestión y su impacto estimado en el abastecimiento y la calidad.

g) Restricciones que pueden requerir Generación Forzada.

La ADME comunicará la versión preliminar del informe a los Participantes y Agentes Trasmisores, quienes podrán formular sus observaciones dentro del plazo de 10 (diez) días hábiles de recibida. El DNC deberá analizar las observaciones presentadas y, con los resultados del análisis, realizar los ajustes que considere necesarios para producir la versión final del informe. La ADME enviará a los Participantes y Agentes Trasmisores y al Regulador la versión final del informe de Programación Estacional de Largo Plazo. Dicho informe incluirá como Anexo las observaciones recibidas y la fundamentación del rechazo para aquellas que no fueron tenidas en cuenta en la Programación Estacional.

Artículo 130º. Si dentro del semestre se producen cambios en las condiciones de oferta, demanda, disponibilidad o precios de combustibles previstos que puedan afectar significativamente el valor del agua, el DNC deberá realizar una Reprogramación Estacional de Largo Plazo para ajustar el valor del agua del embalse de la Central Gabriel Terra y la optimización del uso del recurso hidráulico. Dicha reprogramación se justificará en el análisis de desvíos que se presenten en el informe mensual del MMEE. En la Reprogramación Estacional de Largo Plazo el DNC recalculará el valor del agua de dicho embalse y el riesgo de racionamiento, suministrando los resultados en un informe. No se recalculará el Sistema de Precios Estabilizados para Distribuidores.

Artículo 131º. En caso de resultar de la Programación Estacional o Reprogramación Estacional, energía no suministrada para una probabilidad de excedencia mayor o igual al 5% (cinco por ciento), o una situación en que, en uno o más escenarios, haya una condición de energía no suministrada que represente para dos o más semanas el 10% (diez por ciento) o más del consumo previsto, el DNC deberá presentar un informe al Directorio con la evaluación de riesgo de racionamiento, con copia a los Participantes y Agentes. Luego de ser analizado en el Directorio, el informe será elevado al Poder Ejecutivo, con copia al Regulador para su conocimiento.

TITULO V. PROGRAMACION SEMANAL

Artículo 132º. La Programación Semanal tiene como objeto minimizar el costo semanal de operación, incluyendo costos de Arranque y Parada de unidades térmicas de arranque lento, dentro de las restricciones del sistema y Criterios de Desempeño Mínimo. La optimización semanal incluye:

a) Optimización de embalses, con hipótesis de comportamiento futuro de las variables aleatorias (disponibilidad, demanda, oferta y en particular la hidrología).

b) Programación de los ciclos de Arranque y Parada de unidades turbovapor y ciclos combinados.

Artículo 133º. En la Programación Semanal, el DNC deberá cumplir los siguientes cometidos:

a) Realizar la Coordinación de Mantenimientos correctivos y preventivos, y ajustes al Programa Anual de Mantenimiento.

b) Calcular el valor del agua para cada embalse optimizado. Las tablas correspondientes al final de la primera semana se utilizarán durante esa semana para el despacho y el cálculo del Precio Spot.

c) Evaluar la evolución prevista de embalses y riesgo de vertimiento.

d) Evaluar el cubrimiento del abastecimiento y la reserva operativa para calidad, de acuerdo a la demanda, disponibilidad y restricciones previstas y su posible aleatoriedad, y determinar el riesgo de racionamiento.

e) Evaluar el estado previsto del Fondo de Estabilización al finalizar cada una de las siguientes dos semanas.

f) Optimizar los ciclos de arranque y parada en unidades de arranque lento (unidades turbovapor o ciclos combinados).

La Programación Semanal se realizará con el modelo autorizado de optimización de mediano y corto plazo.

Artículo 134º. Los resultados para la siguiente semana se comunicarán a los Participantes y Agentes Trasmisores, incluyendo como mínimo:

a) Mantenimientos programados.

b) Demanda y generación previstas

c) Condiciones de riesgo de racionamiento y energía no suministrada previstas.

d) Condiciones de vertimiento y energía vertida previstas.

e) Disponibilidad prevista y reserva (operativa y fría), indicando su posible impacto en la seguridad de suministro y calidad del servicio ante faltantes.

f) Previsión de importación y exportación, e intercambios previstos en cada interconexión internacional.

g) Restricciones de trasmisión, indicando posibles condiciones de congestión y su impacto estimado en el abastecimiento y la calidad.

h) Generación forzada prevista.

Artículo 135º. Si durante la semana se producen cambios en las condiciones hidrológicas o de oferta y disponibilidad previstas que puedan afectar significativamente el valor del agua, el DNC deberá realizar una Reprogramación semanal, para ajustar los valores del agua y la optimización del uso del recurso hidráulico.

Artículo 136º. *Derogado por el art. 4º del Decreto Nº 105/013.*

SECCION IX SERVICIOS AUXILIARES

TITULO I. OBJETO

Artículo 137º. Los Servicios Auxiliares corresponden a las prestaciones necesarias para la operación del sistema dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo. Los Servicios Auxiliares se proveerán al sistema en su conjunto, a través de la intermediación del DNC. Para ello, el DNC deberá cumplir los criterios y procedimientos que establece este Reglamento y parámetros técnicos que establece el Reglamento de Trasmisión.

TITULO II. OBLIGACIONES

Artículo 138º El DNC deberá determinar la cantidad requerida de cada Servicio Auxiliar para calidad y seguridad de la operación de acuerdo a los criterios que se establecen en el Reglamento de Trasmisión. El DNC deberá programar cada Servicio Auxiliar requerido para la operación y asignarlo entre los agentes habilitados para proveerlo, de acuerdo a los procedimientos que establece el presente Reglamento.

En la programación y el despacho, el DNC asignará los Servicios Auxiliares necesarios para la condición de operación en que se encuentre el sistema, dando prioridad a la calidad del servicio y, dentro de dicha prioridad, minimizando su costo.

En la operación en tiempo real, el DNC debe realizar el seguimiento de los Servicios Auxiliares y, cuando sea necesario para mantener la calidad requerida, realizar ajustes a su asignación según corresponda.

TITULO III. PROVEEDORES DE SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 139º. Un Agente puede proveer un Servicio Auxiliar si cumple todos los requisitos técnicos necesarios, que se establecen por Anexo.

Con el objetivo principal de lograr y mantener la calidad de la operación, todo Agente que cuente con los requisitos técnicos para proveer un Servicio Auxiliar está obligado a proveerlo, de serle asignado por el DNC.

El DNC tiene la responsabilidad de definir para cada Agente los Servicios Auxiliares que puede proveer técnicamente. Para ello, debe recopilar de cada uno toda la información técnica necesaria. Un Agente habilitado técnicamente para aportar a un Servicio Auxiliar será considerado Proveedor de ese Servicio Auxiliar.

Artículo 140º. Un Agente Consumidor podrá proveer servicios de Reserva Fría. En este caso el Participante (sea el Agente o su Comercializador, según corresponda) debe solicitar al DNC su habilitación como proveedor del servicio de Reserva Fría. Para ser habilitado deberá cumplir los siguientes requisitos:

a) Identificar el nodo en que se oferta Reserva Fría. En caso de un Comercializador de Grandes Consumidores, identificar el o los Grandes Consumidores involucrados en el compromiso.
b) Demostrar que se puede reducir el consumo dentro de los plazos de respuesta definidos para la Reserva Fría.
c) Definir el medio de comunicación a través del cual el DNC requerirá reducir consumo al Agente.
d) Definir el modo en que el DNC podrá verificar el cumplimiento.
e) Adicionalmente, en el caso de un Distribuidor, tener habilitadas tarifas interrumpibles y demostrar que los usuarios involucrados piden voluntariamente este tipo de tarifas.

Artículo 141º. El DNC tiene la responsabilidad de auditar el cumplimiento de reserva asignada a Participantes Consumidores pudiendo, sin preaviso, realizar una prueba requiriendo reducir su consumo dentro del tiempo de respuesta correspondiente al servicio de Reserva Fría.

Artículo 142º. Todo Agente que esté habilitado a proveer un Servicio Auxiliar por cumplir los requisitos técnicos que se establecen en el Reglamento, estará obligado a proveerlo de estar disponible y serle asignado por el DNC.

Todo Agente habilitado como proveedor de un Servicio Auxiliar tiene la obligación de informar al DNC cada vez que una indisponibilidad o restricción le impide continuar cumpliendo los requisitos técnicos que lo habilitan, indicando el motivo. En este caso, el DNC lo deberá considerar como indisponible para este servicio hasta que el Agente comunique, suministrando la información necesaria, que ha resuelto el problema y cumple nuevamente los requisitos establecidos.

En caso de que un Agente al que el DNC asignó un Servicio Auxiliar incumpla en proveer el servicio con la calidad o cantidad requeridas, el DNC podrá inhabilitarlo hasta tanto el Agente

justifique el motivo del incumplimiento y las medidas que ha adoptado para evitar que se repita, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones que puedan corresponder.

TITULO IV. TIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 143º. El detalle de los tipos de Servicios Auxiliares para la operación del sistema se establece en el Reglamento de Trasmisión, junto con los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 144º. Para la administración comercial, se definen los siguientes tipos de Servicios Auxiliares:

a) Control de Tensión
b) Reserva Operativa
c) Reserva Fría
d) Seguimiento de Demanda
e) Administración de Restricciones de Transporte

Los servicios de reserva serán remunerados de acuerdo con lo que establece este Reglamento.

TITULO V. CONTROL DE TENSION

Artículo 145º. El Reglamento de Trasmisión establecerá el rango de tensión permitido en barras del sistema, en Condición Normal y en Emergencia. El DNC deberá administrar los recursos de reactivo disponibles, buscando mantener la tensión en valores lo más próximos posibles a los nominales, y dentro del rango establecido.

Con la información suministrada por los Participantes y Agentes Trasmisores, cada día el DNC determinará el despacho de reactivo y las consignas de tensión para los nodos de la red, sobre la base de flujos de carga de condiciones de operación previstas. De verificarse que en algún nodo o conjunto de nodos la tensión está fuera del rango admitido, el DNC con criterio técnico y económico deberá ajustar la tensión modificando los programas de generación y consumo, de acuerdo al siguiente procedimiento y orden de prioridad:

a) Incrementar la generación de una o más unidades por encima del despacho económico, incluso entrar en servicio una unidad que no resultaba despachada. Esta generación no requerida por el despacho económico se considerará Generación Forzada. Este incremento será compensado reduciendo la generación de otras unidades generadoras por debajo del valor resultante del despacho económico.
b) En condiciones de emergencia y como última alternativa para lograr el Control de Tensión, aplicar racionamientos programados de corto plazo.

Artículo 146º. El DNC podrá despachar generación como compensación sincrónica. En este caso, el Generador recibirá un Cargo por Control de Tensión por proveer este servicio, de acuerdo a lo siguiente:

a) Un cargo variable por hora de marcha, que cubra el costo de combustible y de compra de energía.
b) Un cargo fijo por costo variable de arranque y de desgaste de la unidad asociado.

Artículo 147º. El sobrecosto por Generación Forzada para Control de Tensión que no tenga un Contrato de Respaldo por Generación Forzada se asignará al Servicio de Control de Tensión del mes, discriminado por Participante o Agente Trasmisor responsable de su pago.

El Cargo por Control de Tensión por generación operando como síncronos (sobrecosto por Generación Forzada para Control de Tensión que no tenga un Contrato de Respaldo por Generación Forzada) se asignará al Servicio de Control de Tensión del mes, discriminado por Participante o Agente Trasmisor responsable de su pago.

Al finalizar cada mes, le corresponderá a cada Participante Productor un cargo mensual por Servicio Auxiliar de Control de Tensión igual a la suma de los sobrecostos por Generación Forzada por requerimientos de Control de Tensión asignados a dicho servicio en el mes.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el cargo mensual por Servicio de Control de Tensión de cada Participante o Agente Trasmisor responsable de una restricción con Generación Forzada asignando los cargos mensuales de los Participantes Productores que correspondan.

TITULO VI. RESERVA OPERATIVA

Artículo 148º. La Reserva Operativa incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema con calidad. El Servicio Auxiliar de Reserva Operativa se asignará en el despacho, a la generación, en función a su reserva rotante y a su capacidad de variar la energía que está generando dentro de los requisitos técnicos para los Servicios Auxiliares asociados, procurando minimizar el costo que la demanda deba pagar por el servicio.

Toda unidad generando, habilitada para regulación de frecuencia, tendrá la obligación de aportar a la Regulación Primaria de Frecuencia, como contribución a la calidad del servicio que comparte de la red. Toda unidad asignada a la Regulación Primaria de Frecuencia deberá operar limitada solamente por sus límites de operación.

Artículo 149º. La Reserva Operativa será considerada como aporte a la calidad del servicio y también a la Garantía de Suministro, para cubrir aleatorios de demanda, disponibilidad o contingencias. Cada Participante Productor vende en una hora al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa la potencia asignada por el DNC a dicho servicio que no corresponda a Potencia Firme de Largo Plazo comprometida como venta en contratos o como Servicio de Reserva Nacional.

Al finalizar cada mes, el DNC calculará para cada Participante Productor la potencia media mensual vendida al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, al que le corresponderá un cargo igual a valorizar dicha potencia media al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

En caso de que un generador térmico viese reducida su potencia despachada en una hora dada por causa de su aporte al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, con respecto a la que le habría correspondido si no hubiese aportado potencia a dicho servicio, le corresponderá además una remuneración resultante de valorizar dicha reducción en potencia, a la diferencia entre el Precio Spot de esa hora y su costo variable para el despacho.

La potencia del Servicio Auxiliar de Reserva Operativa será igual a la suma de la potencia media mensual vendida en tal servicio por los Participantes Productores. A cada Participante Consumidor le corresponderá una compra de potencia en el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa igual a repartir la potencia del Servicio Auxiliar de Reserva operativa en forma proporcional a su requerimiento real de Garantía de Suministro del mes.

Artículo 150º. En caso de compartirse Reserva Operativa con países interconectados, el DNC considerará también la reserva comprometida por el otro país, en la medida de que exista la correspondiente capacidad libre en la interconexión internacional. La remuneración de esta reserva resultará de los convenios vigentes correspondientes.

Como consecuencia del proceso de control de frecuencia o control de error de área, pueden surgir flujos en una interconexión internacional que no corresponden a intercambios programados. La energía que fluya en la interconexión internacional fuera de los intercambios programados (o sea la diferencia entre la energía registrada en cada interconexión internacional y la energía programada según contratos de importación o exportación y para importación o exportación Spot) será considerada como aporte al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Esta energía horaria se valorizará al Precio Spot de la energía de acuerdo a lo siguiente:

a) Si la diferencia resulta positiva (el ingreso de energía en la interconexión internacional es mayor que lo programado), se valorizará como una venta al Mercado Spot.
b) Si la diferencia resulta negativa (el ingreso de energía en la interconexión internacional es menor que lo programado), se valorizará como una compra al Mercado Spot.

Artículo 151º. Al finalizar el mes, se calculará el costo de los desvíos en interconexiones internacionales totalizando las compras con signo negativo y las ventas con signo positivo que

resultan horariamente. El monto total neto resultante será considerado costo de la regulación secundaria de frecuencia.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el monto por el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa como la suma del cargo por el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa de los Participantes Productores más el costo de la Regulación Secundaria de Frecuencia. Cuando corresponda, se descontarán de este monto los créditos que se indican en este Reglamento.

El monto resultante será considerado el costo mensual del Servicio Auxiliar de Reserva Operativa. Cada Distribuidor y cada Gran Consumidor, o su Comercializador, pagará un cargo mensual por el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, igual a la proporción del costo mensual del Servicio Auxiliar de Reserva Operativa que representa su consumo mensual dentro del consumo total del Sistema Interconectado Nacional.

TITULO VII. RESERVA FRIA

Artículo 152º. El objeto del Servicio Auxiliar de Reserva Fría es contar con el respaldo necesario para seguridad ante contingencias. Tanto la generación como el consumo podrán proveer este servicio si cumplen los requisitos técnicos establecidos por Anexo y un tiempo de respuesta no mayor que 20 (veinte) minutos desde su convocatoria por el DNC.

Artículo 153º. Junto con los datos para la Programación Semanal cada Participante habilitado como proveedor del servicio de Reserva Fría, podrá suministrar al DNC su oferta de reserva con la siguiente información:

a) Identificación del Participante que oferta el servicio
b) De ser un Comercializador de Grandes Consumidores, identificación de los Grandes Consumidores que aportarán el servicio.
c) De ser un Participante Productor, identificación de los Grupos a Despachar.
d) De ser un Participante Consumidor, identificación de los nodos en que ofrece reducir su demanda.
e) Precio Requerido, que no podrá ser mayor que el Precio de Referencia de la Potencia.

Artículo 154º. El DNC elaborará la lista de mérito de Reserva Fría ordenando las ofertas recibidas por precio requerido creciente. Ante igualdad de precio requerido, se ordenarán en primer lugar las ofertas de Participantes Consumidores y luego las de Grupo a Despachar por costo variable para el despacho creciente. Para un Participante Consumidor, ante igualdad de precio requerido se ordenarán con criterio de cumplimiento en proveer el servicio y la localización y calidad de los vínculos de Trasmisión que lo conectan. Para un Grupo a Despachar, ante igualdad de precio requerido e igualdad de costo variable para el despacho, se ordenarán con criterio técnico, de acuerdo a su confiabilidad y la localización y calidad de los vínculos de Trasmisión que lo conectan.

Artículo 155º. Cada día, junto con los datos para el predespacho, cada Participante que presentó oferta de Reserva Fría en la Programación Semanal, deberá informar la potencia ofertada como Reserva Fría para el día siguiente, pudiendo declararse indisponible para este servicio, ofertando potencia cero. Si no informa potencia ofertada, el DNC deberá considerar que se declara indisponible para el servicio de Reserva Fría.

Para un Participante Consumidor, la potencia ofertada corresponde al compromiso de reducir la energía que toma de la red en la potencia informada, de serle requerido por el DNC dentro del tiempo de respuesta establecido para la Reserva Fría.

Cada día, al realizar el predespacho, el DNC debe determinar la lista diaria de oferta de Reserva Fría, tomando la lista de mérito semanal y eliminando los Grupo a Despachar que se prevé van a generar o están indisponibles o se consideran indisponibles para el servicio de Reserva Fría. A cada oferta de la lista le asignará la potencia ofertada en el predespacho para dicho servicio.

El DNC despachará el requerimiento de Reserva Fría en el orden dado por la lista diaria de oferta de Reserva Fría hasta completar la potencia requerida como Reserva Fría o que no queden más ofertas en dicha lista.

La Reserva Fría asignada podrá resultar menor que la requerida, e incluso cero, de ser insuficiente la oferta.

El precio de la Reserva Fría estará dado por la oferta más cara entre las aceptadas.

Artículo 156º. El servicio de Reserva Fría corresponde a un compromiso de disponibilidad diario. Se considera que, en un día, un Participante aporta al servicio de Reserva Fría asignado, si no registró incumplimientos y, en el caso de un Grupo a Despachar, la potencia asignada está disponible todas las horas del Período Firme. Si cumple estas condiciones, su aporte al servicio de Reserva Fría será igual a la potencia asignada por el DNC. De lo contrario, su aporte será cero.

Se considera que un Grupo a Despachar registra un incumplimiento en su compromiso de Reserva Fría para un día, si está disponible y al ser requerido por el DNC para generar no entra en servicio, o entra en servicio pero no entrega la potencia comprometida dentro del plazo establecido.

Se considera que un Participante Consumidor registra un incumplimiento en su compromiso de Reserva Fría para un día, si al ser requerido por el DNC para reducir su demanda no realiza dicha reducción dentro del plazo establecido.

Al finalizar cada día, el DNC debe identificar e informar a cada Participante que registró un incumplimiento en sus compromisos asignados de Reserva Fría. Dicho Participante quedará inhabilitado a ofertar Reserva Fría durante los siguientes 90 (noventa) días. El DNC deberá informar junto con el posdespacho los incumplimientos registrados y los plazos de inhabilitación que de ellos resultan.

Artículo 157º. Al finalizar cada día, a cada Participante con Reserva Fría asignada le corresponderá una remuneración por el servicio auxiliar de Reserva Fría que aportó. Dicha remuneración es igual a la potencia que aportó al servicio, valorizada al precio de la Reserva Fría.

Al finalizar cada mes, le corresponderá a cada Participante un cargo por Servicio Auxiliar de Reserva Fría, igual a la suma de la remuneración diaria por Reserva Fría.

Al finalizar cada día, la ADME calculará el costo diario del Servicio Auxiliar de Reserva Fría, como la suma de la remuneración diaria por el Servicio Auxiliar de Reserva Fría a pagar a los Participantes. Al finalizar el mes, la ADME calculará el costo mensual del Servicio Auxiliar de Reserva Fría, como la suma de los costos diarios.

Al finalizar cada día, la ADME calculará el cargo diario del Servicio Auxiliar de Reserva Fría de cada Distribuidor y cada Gran Consumidor, o su Comercializador, que no haya aportado Reserva Fría, distribuyendo el costo diario de dicho Servicio Auxiliar proporcionalmente al consumo diario de cada uno. Al finalizar el mes, la ADME calculará el cargo mensual del Servicio Auxiliar de Reserva Fría de cada Distribuidor y cada Gran Consumidor, o su Comercializador, como la suma de los cargos diarios.

TITULO VIII. SEGUIMIENTO DE DEMANDA

Artículo 158º. El Servicio de Seguimiento de Demanda incluye los sobrecostos que resultan en el despacho económico por las restricciones de tiempos de arranque y parada y costos de arranque. Asimismo, se incluirán en este servicio los créditos y débitos que surjan por importación y exportación Spot que no resulten valorizados al Precio Spot en el nodo de interconexión internacional.

Artículo 159º. Cada vez que una unidad turbovapor (incluyendo turbovapor de un ciclo combinado) resulte parada por despacho y posteriormente arrancada también por despacho, sin

que entre dicha parada y nuevo pedido de arranque el Agente Generador haya realizado mantenimientos en la unidad, recibirá una remuneración por costo de arranque.

El costo de arranque se calculará con el costo variable de combustible requerido según el tipo de arranque y un componente por desgaste asociado a exigencias térmicas y mecánicas. El pago de costos de arranque no resulta aplicable a unidades no sujetas al despacho.

El monto a pagar en concepto de costo de arranque se asignará al Servicio de Seguimiento de Demanda, excepto la requerida para exportación Spot cuando no existe Condición de Integración Spot, en cuyo caso será asignada como costo a pagar por la exportación Spot.

Artículo 160º. El sobrecosto de Generación Forzada por despacho económico al mínimo técnico y por tiempos de arranque y parada se asignará al Servicio de Seguimiento de Demanda.

Artículo 161º. Al finalizar cada mes, la ADME calculará el crédito o débito por las diferencias de precios debidas a importación y exportación Spot de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Calculará el monto por generación para el MMEE, integrando la energía horaria correspondiente a la generación local y energía importada por contratos valorizada a los precios Spot en el nodo de inyección.
b) Calculará el monto por importación Spot como la suma de la remuneración de cada importación Spot realizada en el mes.
c) Calculará el monto correspondiente a demanda firme, integrando el consumo horario nacional y la energía exportada por contratos, valorizada a los precios Spot en el nodo de retiro.
d) Calculará el monto por exportación Spot como la suma de la remuneración de cada exportación Spot realizada en el mes.
e) Calculará el Ajuste por Importación y Exportación Spot como el monto correspondiente a demanda firme más el monto por exportación Spot menos el monto por generación para el MMEE menos el monto por importación Spot menos el ingreso tarifario del mes para el Trasmisor.

Artículo 162º. Al finalizar cada mes, le corresponderá a cada Participante Productor un cargo por servicio auxiliar de seguimiento de demanda igual a la suma de la remuneración de sus costos de arranque más el sobrecosto de Generación Forzada por despacho, de existir.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el costo mensual por el servicio auxiliar de seguimiento de demanda como la suma de los cargos a pagar a los Participantes Productores más el Ajuste por Importación y Exportación Spot.

Cada Distribuidor y cada Gran Consumidor, o su Comercializador, pagará un cargo mensual por servicio auxiliar de seguimiento de demanda, igual a la proporción del costo mensual de dicho Servicio Auxiliar, que su consumo mensual representa dentro del consumo total del Sistema Interconectado Nacional.

TITULO IX. ADMINISTRACION DE RESTRICCIONES DE TRANSPORTE

Artículo 163º. Este servicio cubrirá el sobrecosto de la Generación Forzada por restricciones en el transporte zonal o departamental. Se discriminará por área afectada por la restricción de transporte.

Artículo 164º. Al finalizar cada mes, le corresponderá a cada Participante Productor un cargo por Servicio Auxiliar de Administración de Restricciones de Transporte, igual a la suma de los sobrecostos de su Generación Forzada por este motivo, de existir.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará para cada área, el costo mensual por el Servicio Auxiliar de Administración de Restricciones de Transporte, como la suma de los cargos a pagar a los Participantes Productores por este Servicio en el área.

Cada Participante Consumidor pagará un cargo por Servicio Auxiliar de Administración de Restricciones de Transporte, igual a la proporción del costo mensual de dicho servicio, que

representa su consumo mensual dentro del consumo total del mes para el Sistema Interconectado Nacional.

TITULO X. CARGO POR SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 165º. Al finalizar cada mes, la ADME calculará la remuneración total por Servicios Auxiliares que corresponde a cada Participante que aportó a alguno de dichos servicios, totalizando la remuneración que le corresponde por cada uno.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el cargo total por Servicios Auxiliares de cada Participante, como la suma de los cargos correspondientes a cada Servicio Auxiliar. En el caso del Agente Trasmisor tendrá un cargo por el Servicio de Control de Tensión, de corresponder. En el caso de un Distribuidor, se discriminará por separado el costo del Servicio de Control de Tensión por restricciones en su red de distribución.

SECCION X DESPACHO ECONOMICO

TITULO I. OBJETO

Artículo 166º. El despacho económico consiste en programar el abastecimiento del consumo previsto, a mínimo costo diario, incluyendo costos de Arranque y Parada, y dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, y asignar los Servicios Auxiliares requeridos.

En cada despacho económico el DNC deberá determinar:

a) Los programas de generación, incluyendo importación en interconexiones internacionales, con la programación de Arranque y Parada de unidades.
b) Los programas de abastecimiento, incluyendo exportación en interconexiones internacionales, identificando programas de racionamiento cuando corresponda.
c) Los programas de intercambio en cada interconexión internacional.
d) La asignación de reservas operativas.
e) La coordinación de hora de inicio y fin de mantenimientos de ese día.
f) La identificación de cada generación forzada y restricción que la provoca.

Artículo 167º. El DNC realizará el despacho económico de generación y asignación de Reserva Operativa con la siguiente periodicidad:

a) Predespacho diario.
b) Redespachos en tiempo real.

TITULO II. MODELO DE CORTO PLAZO

Artículo 168º. El DNC debe realizar el despacho económico con el modelo de corto plazo autorizado. Este modelo deberá cumplir los mismos requisitos mínimos que los modelos para la programación de largo y mediano plazo, incluyendo mayor nivel de detalle para obtener programas de generación que se ajusten a la realidad operativa y sus restricciones. El objetivo del modelo será minimizar el costo total diario de operación, calculado como la suma del costo variable asociado a la generación, incluyendo el costo marginal de las pérdidas, el costo variable de arranques, el costo de la generación hidroeléctrica calculado con los valores del agua de los embalses y el costo por energía no abastecida ante diferentes niveles de racionamiento, según el modelado de dicho costo que se establece en este Reglamento.

El modelo de corto plazo para el despacho deberá incluir las restricciones de operación de embalses y de tiempo de traslado del agua, restricciones de arranque y parada, restricciones de rampa de toma o reducción de carga en generación térmica, restricciones operativas y de trasmisión y requisitos aguas abajo de los embalses.

TITULO III. COSTOS VARIABLES PARA EL DESPACHO

Artículo 169º. El precio referencial de combustibles para una central térmica será el siguiente:

a) Para el gas natural, el mínimo entre el precio unitario del gas que figura en el contrato de compra del agente Generador y el resultante de adicionar al precio de compra medio del gas en boca de pozo en el país de origen, los costos de transporte hasta la frontera del territorio nacional, los cargos de importación y los costos de transporte en territorio nacional. El detalle se establece en Anexo correspondiente.

b) Para combustibles líquidos, el precio del combustible de referencia en el mercado internacional, de acuerdo a publicaciones de referencia, más el flete de referencia a la central y gastos de internación. Inicialmente, se definirá con el precio en que ANCAP vende a generación más el flete a la central.

El detalle de cálculo de los precios de referencia de combustible se establece en Anexo.

Artículo 170º. La generación térmica se despachará en forma horaria por el costo variable para el despacho en el nodo de venta al MMEE, calculado para cada tipo de combustible con que puede operar el Grupo a Despachar en base a:

a) Precios de combustibles, consumo específico de cada unidad y poder calorífico inferior del combustible.

b) Costo variable de operación y mantenimiento, incluyendo en las unidades de arranque rápido su costo variable de arranque.

c) Costo marginal de corto plazo de trasmisión, calculado por el modelo o a través de factores de nodo de pérdidas, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión.

Para la optimización semanal y diaria se incluirá costo variable de cada tipo de arranque para unidades de arranque lento (turbovapor, incluyendo turbovapor de ciclos combinados).

Artículo 171º. Cada Participante Productor con generación térmica deberá suministrar al DNC la información para el cálculo de sus costos variables:

a) Precios de combustibles, que podrán incluir una fórmula de ajuste en función de uno o más índices. De resultar el precio informado, mayor que el precio referencial, el DNC deberá utilizar el precio referencial de combustible.

b) Consumo específico, con la documentación técnica que lo avala. El consumo específico sólo podrá modificarse con un ensayo que lo justifique, a cargo del Participante Productor y con la presencia del DNC o personal experto que lo represente.

c) Costo variable de operación y mantenimiento, con documentación que lo avala, que incluirá en las unidades de arranque rápido su costo variable de arranque. El Participante deberá acordar la metodología de cálculo con el DNC. El Participante deberá suministrar los datos que justifican el costo informado.

d) Para unidades turbovapor, incluyendo las de ciclo combinado, tiempo para cada tipo de arranque y cantidad de combustible requerido, con documentación técnica o ensayos que lo avalan. Esta información sólo se podrá modificar con un ensayo que lo justifique, a cargo del Participante Productor y con la presencia del DNC o personal experto que lo represente. El costo variable de cada tipo de arranque se calculará valorizando el combustible requerido al precio del combustible.

En el nodo de venta, el costo variable para el despacho térmico se calculará con el costo variable de generación sumando el costo variable de combustible (consumo específico, poder calorífico y el precio de combustible) más el costo variable de operación y mantenimiento, afectado del costo marginal de corto plazo de trasmisión. Si el modelo no representa las pérdidas de la red, para el despacho el costo variable de generación se afectará del correspondiente Factor de Nodo.

Artículo 172º. Para las ofertas de Autoproductores y de importación, el costo variable para el despacho será el precio ofertado en el nodo de entrega.

Artículo 173º. Para la generación hidroeléctrica, el costo variable para el despacho será su valor del agua.

Artículo 174º. Para la generación no sujeta al despacho (incluyendo el Autoproductor que no oferta precio sino que declara la energía excedente que quiere entregar) o la hidroeléctrica de pasada, el costo variable para el despacho se considerará cero.

Artículo 175º. Para la importación, el DNC utilizará como precio en la interconexión internacional el precio ofertado diariamente, excepto para los Contratos de Respaldo con energía asociada en que será el precio de la energía del contrato. El DNC calculará el costo variable para el despacho de la importación sumando al precio en el nodo de importación los cargos variables que se aplican en el MMEE. En caso de que estos cargos sean estimados, el DNC podrá agregar un margen por posible error en la estimación. De ser así, en el Anexo "Costos variables y costos de arranque térmicos" el DNC describirá el margen a utilizar y su justificación.

En caso de importación Spot, el Operador del Sistema y Administrador del Mercado del otro país informará al DNC los precios Spot previstos en el predespacho y cada ajuste a dichos precios previstos, en particular los cambios previstos por redespachos.

TITULO IV. UNIDADES FALLA

Artículo 176º. Se entiende por falla al desabastecimiento ocurrido por un racionamiento prolongado, y por costo de racionamiento al costo de la energía no abastecida. Este costo puede variar en función de la profundidad de la falla.

Para la optimización de largo y mediano plazo, el cálculo del valor del agua, y el despacho económico, se modelará el racionamiento con tres o más escalones. Cada escalón se modelará como una unidad falla, representando un nivel de racionamiento de energía. Cada unidad falla tendrá un costo variable para el despacho igual al costo unitario del nivel de racionamiento correspondiente. A cada unidad falla se asignará un nivel de racionamiento creciente y un costo variable para el despacho también creciente.

En la programación de largo y mediano plazo, la energía asignada a las unidades falla indicará la energía no suministrada prevista y permitirá evaluar el racionamiento previsto. En la Programación Semanal y el despacho diario, la energía que el modelo asigne a las unidades falla permitirá evaluar la magnitud del déficit y los programas de racionamiento requeridos.

Teniendo en cuenta que el abastecimiento seguro requiere reserva y que la falta de reserva refleja una condición de riesgo de futuro racionamiento, las unidades falla se utilizarán también para el cálculo del Precio Spot ante déficit de reserva.

Artículo 177º. El costo de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado serán fijados por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Se disponen las siguientes cuatro unidades de falla:

A) para la primera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 2% y el Costo Variable para el Despacho será un 10% superior al costo variable de la Central Térmica de Respaldo La Tablada (CTR);

B) para la segunda unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 5% y el Costo Variable para el Despacho es 600 U$S/MWh;

C) para la tercera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 7.5% y el Costo Variable para el Despacho es 2.400 U$S/MWh;

D) para la cuarta unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 85.5% y el Costo Variable para el Despacho es 4.000 U$S/MWh.”

Nota: Modificado por el art. 1º del Decreto Nº 105/013. Antecedente: Literal (a) había sido modificado por el art. 1º del Decreto Nº 121/007.

TITULO V. PREDESPACHO DIARIO

Artículo 178º. El objeto del predespacho es programar para el día siguiente el balance de mínimo costo entre generación y consumo, dentro de las prioridades que definen los Criterios de

Desempeño Mínimo, y las restricciones operativas y de trasmisión vigentes, asignando los Servicios Auxiliares requeridos para la operación.

Artículo 179º. Cada día, el DNC realizará el despacho económico para el día siguiente, denominado predespacho, programando el abastecimiento a mínimo costo del consumo dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, en base a la disponibilidad, oferta, consumo y restricciones previstas. El predespacho abarca las siguientes funciones del DNC:

a) La coordinación diaria y horaria de mantenimientos.
b) La asignación de programas de generación y abastecimiento, incluyendo programas de racionamiento, de ser necesario.
c) La evaluación del cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo y la asignación de Servicios Auxiliares y Generación Forzada.
d) La determinación de las restricciones de trasmisión que se aplican, de acuerdo a la configuración de la red y el despacho de generación, y la administración de la saturación de vínculos de trasmisión.

El costo total del despacho se obtendrá como la suma de los Costos variables para el despacho y los costos por energía no suministrada de las unidades falla. Del predespacho diario resultará la optimización de los ciclos diarios de arranque y parada, y la programación de racionamientos, cuando corresponda.

Artículo 180º. Como resultado del predespacho, el DNC debe obtener los programas de generación y de consumo a abastecer para cada hora del día siguiente, y la asignación de Servicios Auxiliares. Los valores informados serán de carácter indicativo, pero tendrán asociado una obligación:

a) De cada Participante Productor, de preparar la disponibilidad de generación requerida y mantener el aporte asignado a Servicios Auxiliares;
b) De cada Participante Consumidor, de cumplir con los programas de racionamiento, de existir, y el aporte asignado a Reserva Fría, de corresponder.

Artículo 181º. El DNC enviará como resultado un informe de predespacho a los Participantes y Agentes Trasmisores que incluirá como mínimo:

a) Precios Spot previstos y, si existen, racionamientos programados.
b) Costos variables para el despacho.
c) Ofertas de importación Spot y requerimientos de exportación Spot.
d) Para cada Participante Productor, programas de generación.
e) Para cada Participante Consumidor, consumo previsto y, de corresponder, programas de racionamiento previstos.
f) Restricciones y Generación Forzada programada, para cada una de esas restricciones.
g) Asignación de cada Servicio Auxiliar.
h) Programas de intercambios previstos en las interconexiones internacionales, por contratos y Spot. Se indicará para cada exportador, su programa de exportación por contratos y a cada importador su programa de importación por contratos.

Artículo 182º. El DNC deberá coordinar con cada Operador del Sistema y Administrador del Mercado las ofertas de importación y exportación Spot, y los programas de intercambios en cada interconexión internacional, incluyendo energía de paso, que resulten de los contratos y operaciones Spot.
Junto con el predespacho y de existir excedentes térmicos o riesgo de vertimiento hidráulico, el DNC informará a cada Operador del Sistema y Administrador del Mercado de un país interconectado, las ofertas de exportación Spot, como una serie de bloques de potencia horaria, cada uno con su oferta de precio. La oferta de precio se realizará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 334 del presente Decreto.

Nota: Frase final modificada por el artículo 2º del Decreto Nº 217/015.

De mantenerse una condición de Integración Spot entre el MMEE y el Mercado Mayorista de un país interconectado por un período de dos años, el Ministerio de Industria Energía y Minería podrá, a propuesta del Regulador, redefinir los criterios para calcular los excedentes hidráulicos exportables.

Podrá realizarse exportación de energía hidráulica sin riesgo de vertimiento ante condiciones de déficit o de emergencia de corto plazo en el sistema de un país interconectado, en las condiciones establecidas en el convenio de interconexión respectivo.

Si un Operador del Sistema y Administrador del Mercado informa la aceptación de exportación Spot del MMEE, el DNC deberá ajustar y coordinar la cantidad y precio con dicho operador.

Junto con el predespacho, el DNC recibirá las ofertas de cada Operador del Sistema y Administrador del Mercado de un país interconectado, a considerar como importación Spot al MMEE. Las ofertas se suministrarán como una serie de bloques de potencia horaria, cada uno con su precio requerido. En caso de que en el predespacho resulte déficit, el DNC deberá informar de la situación a cada Operador del Sistema y Administrador del Mercado de un país interconectado y requerir ofertas de excedentes con el objeto de eliminar o reducir el racionamiento.

Si en el despacho resulta aceptada una importación Spot, el DNC y el Operador del Sistema y Administrador del Mercado deberán ajustar y coordinar la cantidad y precio.

TITULO VI. RACIONAMIENTO PROGRAMADO

CAPITULO I. CONDICION DE RIESGO DE DEFICIT

Artículo 183º. De resultar del predespacho o redespacho una condición de déficit que requiere racionamiento programado, el DNC deberá buscar reducir o evitar el faltante de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

a) Eliminar las exportaciones Spot, de existir.

b) Informar del riesgo de déficit al Operador del Sistema y Administrador del Mercado de países interconectados, y solicitar oferta Spot para incrementar la importación, de ser posible.

c) Reducir la demanda aportando Reserva Fría.

d) Informar a los Participantes Consumidores, de las condiciones y precios Spot previstos, y requerir reducciones voluntarias de consumo. En este caso, un Participante Consumidor podrá informar al DNC una nueva curva de demanda horaria requerida.

e) Suspender o interrumpir mantenimientos, en la medida que sea posible.

f) Reducir los márgenes de Reserva Operativa a los límites definidos para Condición de Emergencia.

g) Informar a los exportadores por contratos, del déficit y precios Spot previstos, y solicitar si pueden reducir excepcionalmente la entrega por exportación. Esta reducción será voluntaria del exportador, en función de su evaluación de costos asociados. Si luego de aplicar el procedimiento indicado se mantiene la condición de racionamiento y no corresponde a una condición de déficit prolongado, el DNC deberá determinar el programa horario de racionamiento total del Sistema Interconectado Nacional. Si luego de aplicar el procedimiento indicado se mantiene la condición de racionamiento y el motivo corresponde a una condición de déficit prolongado, de existir un decreto de racionamiento emitido por el Poder Ejecutivo, el DNC deberá determinar el programa horario de racionamiento total del Sistema Interconectado Nacional. Si en cambio el Poder Ejecutivo no ha emitido un decreto de racionamiento, el DNC deberá aceptar ofertas de importación Spot, aún con precios mayores que las unidades falla, e incrementar la generación hidroeléctrica, de ser posible. Con esta modificación determinará el máximo cubrimiento posible del abastecimiento. De resultar aún así déficit en una o más horas, el DNC deberá determinar el programa horario de racionamiento total del Sistema Interconectado Nacional, por faltantes de corto plazo.

Artículo 184º. El DNC deberá remitir a los Participantes y Agentes, el Regulador, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y el Poder Ejecutivo, un informe de emergencia, en que indicará las medidas tomadas para reducir o evitar el déficit, los precios Spot, los programas de racionamiento realizados y el posible impacto en el riesgo de racionamiento futuro, en particular ante suspensión de mantenimientos, sin perjuicio de un mayor uso de la generación hidroeléctrica.

CAPITULO II. PROGRAMACION DE RACIONAMIENTOS

Artículo 185º. De resultar un programa horario de racionamiento total a aplicar en el Sistema Interconectado Nacional, el DNC determinará el racionamiento que corresponde a cada Participante Consumidor de acuerdo a su respaldo de contratos. Para cada hora, el consumo sin respaldo de contratos de cada Participante Consumidor se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Como resultado del despacho económico se obtendrá la generación que resulta en cada Grupo a Despachar y se calculará la energía horaria que comercializa cada Participante de acuerdo a la energía despachada en generación propia (o por Acuerdos de Comercialización de Generación) y la energía comprada o vendida por Contratos de Respaldos con otros Participantes Productores.

b) Para cada Participante Productor que comercializa energía horaria en cantidad mayor o igual que la comprometida en ventas por contratos a Participantes Consumidores, se asignará a cada uno de estos contratos, como energía respaldada, la contratada. Si, en cambio, la energía que comercializa es insuficiente, se distribuirá el faltante entre dichos Contratos de venta a Participantes Consumidores, proporcionalmente a la energía comprometida en cada uno, y la energía respaldada será la resultante de esa reducción.

c) A cada Participante Consumidor se calculará el consumo sin respaldo de contratos, como su consumo requerido en el despacho, menos la suma de la energía respaldada de cada uno de sus contratos. Si el resultado es positivo, su respaldo por contratos es insuficiente. El racionamiento total del Sistema Interconectado Nacional para cada hora se distribuirá entre los Participantes Consumidores con respaldo por contratos, de carácter insuficiente, en forma proporcional al consumo sin respaldo de contratos en dicha hora. Para los restantes Participantes Consumidores el racionamiento horario resultará cero por tener suficiente respaldo contratado.

Para cada Participante Consumidor resulta un abastecimiento horario por respaldo de contratos, igual al consumo requerido en el despacho, menos el racionamiento horario por falta de respaldo de contratos.

Artículo 186º. En caso de que en el decreto de racionamiento el Poder Ejecutivo haya establecido un criterio de prioridad de suministro distinto al que resulta del respaldo de contratos, el DNC deberá realizar para cada hora, los ajustes necesarios en los programas de racionamiento, de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) A cada Participante Consumidor con un racionamiento por falta de respaldo de contratos, mayor que el que resulta de aplicar el criterio de prioridad de suministro definido en el decreto de racionamiento, se calculará su reducción de racionamiento.

b) El DNC calculará la reducción total a aplicar, sumando la reducción de racionamiento de cada Participante Consumidor.

c) El DNC distribuirá la reducción total de dicha hora entre los restantes Participantes Consumidores como un Incremento en Racionamiento, proporcionalmente al consumo requerido menos el racionamiento por falta de respaldo de contratos, salvo que el decreto de racionamiento haya definido un criterio distinto, en cuyo caso deberá aplicar dicho criterio.

Artículo 187º. Cada Participante Consumidor resulta con un abastecimiento máximo horario programado igual al consumo requerido en el despacho menos el racionamiento horario por falta de respaldo de contratos más la Reducción de Racionamiento o menos el Incremento de racionamiento, según corresponda.

El DNC informará a cada Participante Consumidor el programa de abastecimiento máximo horario y, por lo tanto, el racionamiento horario que debe realizar. Asimismo, y de corresponder, informará la Reducción de Racionamiento o el Incremento de racionamiento que se le ha aplicado.

En caso de un Comercializador de Grandes Consumidores, el DNC le definirá el programa de abastecimiento máximo total y el Comercializador deberá informar su asignación entre los Grandes Consumidores que comercializa.

De no recibir información del Comercializador, el DNC deberá asumir que se reparte entre todos los consumos que comercialice, proporcionalmente al consumo requerido por cada uno.

CAPITULO III. COMPENSACION POR INCREMENTO DE RACIONAMIENTO

Artículo 188º. Cada hora en que a un Participante Consumidor se le asigne una Reducción de Racionamiento y resulte con un abastecimiento mayor que su respaldo por contratos, deberá pagar una compensación igual a la Reducción de Racionamiento valorizada al Precio Spot en su nodo.

El monto total horario correspondiente a la suma de las compensaciones que deben pagar los Participantes Consumidores con Reducción de Racionamiento se repartirá entre los Participantes Consumidores que en dicha hora resultan con Incremento de racionamiento, en forma proporcional al incremento de cada uno.

Junto con los resultados de cada despacho con racionamiento programado y de haberse aplicado Reducción de Racionamiento, el DNC informará a los Participantes Consumidores con reducciones, el cargo previsto que les corresponderá pagar en compensación.

Junto con los resultados del posdespacho, la ADME informará a cada Participante Consumidor el monto a pagar en compensación por Reducción de Racionamiento, de existir, del día anterior y acumulado en lo que va del mes.

Artículo 189º. Al finalizar un mes en que se hayan realizado racionamientos programados, la ADME deberá calcular:

a) Para cada Participante Consumidor al que se haya aplicado reducción de racionamientos, el Cargo por Reducción de Racionamiento como la suma de las correspondientes compensaciones horarias.
b) Para cada Participante Consumidor al que se haya aplicado Incremento de racionamiento, la Compensación por Incremento de racionamiento como la suma de los montos horarios asignados.

SECCION XI COORDINACION DE LA OPERACION Y POSDESPACHO

TITULO I. OBJETO

Artículo 190º. Es responsabilidad del DNC realizar la coordinación y la supervisión de la operación del sistema en tiempo real, para mantener el balance instantáneo entre generación y consumo dentro de los parámetros que establecen los Criterios de Desempeño Mínimo.

TITULO II. ADMINISTRACION DE DESVIOS

Artículo 191º. En condiciones de operación normal, el DNC está obligado a operar el sistema con criterio de despacho económico, dentro de las restricciones y parámetros de los Criterios de Desempeño Mínimo.

En la operación en tiempo real, el DNC deberá seguir los programas de generación y abastecimiento, incluyendo racionamientos programados resultantes del despacho, y deberá tomar los desvíos con la reserva asignada. El DNC deberá realizar el seguimiento y coordinación de los intercambios en interconexiones internacionales con el correspondiente Operador del Sistema y Administrador del Mercado.

Artículo 192º. Cada Participante está obligado a cumplir sus programas de generación o de abastecimiento máximo ante racionamientos programados, según corresponda, y su aporte a los Servicios Auxiliares que tenga asignados.

Cada Participante tiene la obligación de informar en tiempo real al DNC los cambios respecto de su disponibilidad o demanda informada, y restricciones no previstas, para que éste pueda administrar los cambios en las condiciones esperadas.

En caso de programas de racionamiento, cada Participante Consumidor está obligado a no superar el programa de abastecimiento máximo asignado en el despacho vigente. El DNC deberá realizar el seguimiento del comportamiento del consumo. De verificar que un Agente Consumidor mantiene su consumo por encima del abastecimiento máximo programado y pone en peligro la calidad y seguridad del sistema, el DNC deberá reiterar al Agente Consumidor su obligación y dar las instrucciones para que mantenga el racionamiento programado.

TITULO III. REDESPACHO

Artículo 193º. El objeto del redespacho es mantener en tiempo real una operación económica y segura.

Durante la operación en tiempo real, el DNC realizará el seguimiento de la disponibilidad de generación, intercambios en interconexiones internacionales, restricciones a la capacidad de trasmisión y comportamiento de la demanda respecto de lo previsto en el predespacho.

De verificar desvíos significativos que afecten la operación económica o que lleven a una condición de falta de reserva, ajustará los valores previstos para el resto del día y realizará un nuevo despacho de abastecimiento y de asignación de reservas para las restantes horas del día, denominado redespacho.

En caso de programas de racionamiento, el DNC deberá realizar el seguimiento de la oferta, restricciones y disponibilidad. De verificar desvíos en la oferta de generación, en más o en menos, el DNC debe realizar un redespacho para ajustar los programas de racionamiento.

Artículo 194º. En cada redespacho, el DNC suministrará a los Participantes y Agentes Trasmisores los ajustes a la información del despacho vigente. Asimismo informará a cada Operador del Sistema y Administrador del Mercado con que se hayan acordado importación o exportación Spot, los cambios en los precios previstos de intercambio, para coordinar los ajustes que fueran necesarios a los intercambios Spot.

TITULO IV. COORDINACION ANTE EMERGENCIAS

Artículo 195º. En Condición de Emergencia por restricciones no previstas o fallas, el DNC deberá dar prioridad a restablecer el servicio a su Condición Normal en el menor tiempo posible y, por motivos de seguridad, podrá exceptuar el despacho económico. En caso de cortes automáticos a la demanda, el DNC deberá dar prioridad a tomar las medidas para restablecer el suministro en el menor plazo posible.

Si bien un Agente puede transferir a su Comercializador la obligación de suministro de información, ante una emergencia o falla en el sistema, la comunicación deberá ser directa entre el Agente y el DNC. En particular ante falla en el sistema, cada Agente deberá informar inmediatamente al DNC los equipos que hayan actuado y cumplir también de inmediato las instrucciones que reciba.

El DNC dará por finalizada una Condición de Emergencia por falla e informará a los Agentes cuando el sistema se encuentre nuevamente en una Condición Normal. Una vez resuelta la emergencia y tomadas las medidas necesarias para pasar a operación normal, el DNC realizará los redespachos requeridos para llevar el sistema a su operación económica, dentro de las restricciones vigentes.

Artículo 196º. Ante una falla o emergencia, el DNC deberá recopilar la información y realizar un análisis que permita identificar y evaluar las causas, sus consecuencias y recomendaciones para evitar o disminuir el riesgo de que la emergencia se repita. El DNC podrá realizar estudios

eléctricos para determinar causas de una falla y para sustentar sus conclusiones, así como para analizar la necesidad de medidas preventivas futuras. El informe de emergencia será enviado a todos los Participantes y Agentes y al Regulador.

Artículo 197º. El DNC establecerá en un procedimiento técnico el detalle de restablecimiento del servicio ante un colapso total o parcial del sistema, que claramente identificará los pasos y medidas a tomar.

TITULO V. POSDESPACHO

Artículo 198º. Luego de finalizado cada día, el DNC deberá analizar los resultados de la operación y de los desvíos respecto del despacho previsto. Esta función se denomina pos despacho.

Artículo 199º. El DNC elaborará y enviará a los Participantes y Agentes Trasmisores un informe de posdespacho que incluya como mínimo la siguiente información:

a) Precios Spot estimados.
b) Importación y exportación Spot realizada.
c) Para cada Participante Productor, generación realizada.
d) Para cada Participante Consumidor, consumo registrado y, de corresponder, energía no suministrada estimada.
e) Restricciones activas y generación forzada realizada para cada una.
f) A cada exportador, exportación realizada por contratos y a cada importador importación realizada por contratos.
g) Vertimientos, de existir.
h) En caso de racionamientos programados, energía no suministrada prevista y desvíos en los Programas de Racionamiento.
i) Emergencias y fallas, y sus consecuencias estimadas.
j) Problemas en algún servicio auxiliar o en el cumplimiento de los Criterios de Desempeño Mínimo.
k) Incumplimientos constatados en Agentes y Participantes.

TITULO VI. INCUMPLIMIENTOS Y RECLAMOS

Artículo 200º. Cada Agente y Participante está obligado a cumplir en tiempo real, los programas que resulten del despacho económico que informe el DNC y las instrucciones del mismo. En caso de que un programa o instrucción del DNC ponga en peligro equipamiento o personal de un Agente, éste está habilitado a no cumplirlo, debiendo informarlo al DNC en forma previa y fundada, directamente o por medio de su Comercializador.

Artículo 201º. El DNC identificará los incumplimientos injustificados a programas e instrucciones.

El DNC deberá informar a los Participantes y Agentes Trasmisores los incumplimientos detectados, dentro de un plazo de veinticuatro horas hábiles de producidos. El DNC no podrá considerar que una operación realizada por un Agente o Participante configura un incumplimiento, si no lo identificó e informó dentro del plazo indicado. El Participante o el Agente contarán con cuarenta y ocho horas hábiles para justificar la operación realizada. De considerar el DNC que la razón invocada por el Participante o Agente no justifica el incumplimiento o en caso de no recibir respuesta dentro del plazo indicado, deberá informar al Directorio. Ante incumplimientos reiterados o graves, la ADME informará al Regulador.

Artículo 202º. Dentro de las veinticuatro horas hábiles de recibido el posdespacho, un Participante o Agente puede presentar reclamos al despacho o a la operación realizada por el DNC. Dichos reclamos deben estar justificados en que el despacho o la operación así como los resultados informados se apartan de lo establecido en este Reglamento y sus Anexos. Transcurrido este plazo, no se recibirán reclamos de los Participantes y Agentes, en virtud de la operación realizada o los precios que resultan de la misma.

Un reclamo de un Participante o Agente debe identificar el motivo y la operación que considera hubiese sido correcta.

Ante un reclamo de un Participante o Agente, el DNC contará con cuarenta y ocho horas hábiles para justificar la operación o despacho cuestionado.

En todos los casos en que de la operación realizada por el DNC resulte un costo total de operación inferior a la operación sugerida por el Participante o Agente que presenta el reclamo, o en que los desvíos se hayan debido a motivos operativos o a mantener los Criterios de Desempeño Mínimo, o a emergencias, se considerará que la operación realizada por el DNC fue correcta y el Participante o Agente debe acatar la actuación cumplida.

De considerar el Participante o Agente que presenta el reclamo, que la respuesta del DNC no es satisfactoria o no recibir respuesta dentro del plazo indicado, podrá en el término de 5 (cinco) días hábiles de notificado o de vencido el plazo para pronunciamiento del DNC, solicitar la consideración de su reclamo por el Directorio de la ADME, que se pronunciará en un plazo de 15 (quince) días hábiles. También serán de aplicación en el caso, las normas en materia de reclamos ante el Regulador.

TITULO VII. INCUMPLIMIENTOS EN GENERACION

Artículo 203º. Se considera que existe un incumplimiento a un programa o instrucción de generación si la energía inyectada según el Sistema de Medición Comercial queda fuera de la banda de tolerancia. La banda de tolerancia se calculará como:

a) La requerida más el nivel de Reserva Operativa asignada más un incremento del 5% (cinco por ciento).
b) El 95% (noventa y cinco por ciento) de la energía requerida menos el nivel de Reserva Operativa asignada.

Si en una hora un Participante Productor registra un incumplimiento de generación, pagará una penalidad igual a la energía generada en más o en menos, según corresponda, de la banda de tolerancia, valorizada al Precio Spot en el nodo.

TITULO VIII. TRANSACCIONES POR DESVIOS EN RACIONAMIENTOS

Artículo 204º. En condición de racionamiento programado, junto con el posdespacho el DNC controlará el cumplimiento de los Programas de Racionamiento, verificando que cada Participante Consumidor no superó el Programa de Abastecimiento Máximo.

Se considera que un Participante Consumidor incumplió su Programa de Racionamiento si se presenta una o más de las siguientes condiciones:

a) La energía total consumida en las horas del día en que se aplicó el racionamiento programado supera en más de un 5% (cinco por ciento) el abastecimiento máximo programado para ese período.
b) En todas las horas en que se programó racionamiento, el consumo registrado supera el abastecimiento máximo horario programado.
c) El DNC, en la operación en tiempo real, verificó que estaba consumiendo por encima de lo programado, le informó del incumplimiento y le requirió que redujera su consumo, y el Participante Consumidor no cumplió la instrucción.

Artículo 205º. Todo Participante Consumidor que registre para un día, un incumplimiento al racionamiento programado deberá pagar una compensación por el consumo en exceso. La ADME calculará dicha compensación diaria según el siguiente procedimiento:

a) Para cada hora del día en que se programó racionamiento, la ADME calculará el costo del desvío como la diferencia entre el consumo registrado según el Sistema de Medición Comercial y el Programa de Abastecimiento Máximo del despacho vigente, valorado al precio de la energía en el nodo.

b) La compensación diaria se calculará totalizando los costos de desvíos, con su signo, para las horas del período con racionamiento.

El monto total de la compensación diaria de los Participantes Consumidores con incumplimientos se distribuirá entre los Participantes Consumidores sin incumplimientos, en concepto de compensación por su mayor racionamiento. La asignación del monto será proporcional a la energía no abastecida diaria, calculada como la energía requerida, de acuerdo a lo informado para el predespacho, y la energía retirada de la red según el Sistema de Medición Comercial.

En caso en que todos los Participantes Consumidores registren incumplimientos al racionamiento programado, el monto total de la compensación diaria se asignará como un crédito al Servicio de Reserva Nacional o, si dicho servicio no tiene Potencia Firme asignada, al Fondo de Estabilización.

Artículo 206º. Junto con el posdespacho, el DNC informará a los Participantes los incumplimientos al Programa de Racionamiento, y para cada Participante Consumidor, si le corresponde el pago de un Cargo por Incumplimiento a Racionamiento o un cobro en compensación por mayor racionamiento

Al finalizar un mes en que se hayan realizado racionamientos programados, al Participante Consumidor que haya registrado uno o más incumplimientos, le corresponde pagar un Cargo por Incumplimiento del racionamiento igual a la suma de las correspondientes compensaciones diarias por incumplimientos.

Al finalizar un mes en que se hayan realizado racionamientos programados, la ADME calculará para cada Participante Consumidor la Compensación Mensual por Mayor Racionamiento igual a la suma de las correspondientes compensaciones diarias por su mayor racionamiento.

SECCION XII ORGANIZACION COMERCIAL

TITULO I. PRODUCTOS Y SERVICIOS QUE SE COMERCIALIZAN

Artículo 207º. En el MMEE se comercializa energía y Potencia Firme para Garantía de Suministro.

Artículo 208º. La energía corresponde a:

a) la energía que se inyecta, proveniente de generación en el territorio nacional o de importación, que se vende a través del MMEE, medida según el Sistema de Medición Comercial; y

b) la energía que se toma, destinada al consumo local o a la exportación, que se compra a través del MMEE, medida según el Sistema de Medición Comercial.

Artículo 209º. La Potencia Firme es el respaldo para la Garantía de Suministro y tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida. Corresponde a Potencia Firme de los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

TITULO II. MERCADO DE CONTRATOS A TERMINO

Artículo 210º. El Mercado de Contratos a Término es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.

Artículo 211º. La compra y venta de Potencia Firme de Largo Plazo para Garantía de Suministro de Participantes Consumidores se realizará a través del Mercado de Contratos a Término y del Servicio de Reserva Nacional.

La compra y venta de Potencia Firme de Largo Plazo para respaldo entre Productores se realizará a través del Mercado de Contratos a Término.

TITULO III. MERCADO SPOT

Artículo 212º. El Mercado Spot es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo. La compra y venta de corto plazo, de energía, en el Mercado Spot, será horaria con Precios Spot Nodales que reflejan el Costo Marginal de Corto Plazo, con los ajustes que establece este Reglamento.

TITULO IV. SERVICIOS ASOCIADOS A LA GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 213º. La compra y venta de Potencia Firme de Corto Plazo para la Garantía de Suministro será a través del Servicio Mensual de Garantía de Suministro y del Servicio Auxiliar de Reserva Operativa.

Artículo 214º. El Servicio Mensual de Garantía de Suministro es el ámbito donde se concretan transacciones mensuales para conciliar los faltantes de Garantía de Suministro de los Participantes Consumidores y los faltantes de Potencia Firme comprometida en contratos o Servicio de Reserva Nacional de los Participantes Productores.

Artículo 215º. El Servicio Auxiliar de Reserva Operativa remunera la Potencia Firme requerida como Reserva Operativa de corto plazo para mantener el balance instantáneo entre generación y consumo y la calidad del servicio.

TITULO V. SISTEMA DE PRECIOS ESTABILIZADOS PARA DISTRIBUIDORES

Artículo 216º. Los Distribuidores comprarán en el Mercado Spot la energía que requieran para consumo de los usuarios finales que abastecen y que no esté cubierta por contratos, pagando por dicha compra a precios estabilizados.

El sistema de precios estabilizados para Distribuidores se calculará semestralmente junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo.

SECCION XIII GARANTIA DE SUMINISTRO Y POTENCIA FIRME

TITULO I. OBJETO

Artículo 217º. La Garantía de Suministro tiene por objeto asegurar a los Participantes Consumidores, la existencia de suficiente Potencia Firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía.

A tales efectos, como seguro de abastecimiento futuro, cada Participante Consumidor tiene la obligación de cubrir anticipadamente con Potencia Firme de Largo Plazo, una parte de su requerimiento previsto de Garantía de Suministro.

Artículo 218º. El requerimiento de Garantía de Suministro se mide en el Período Firme, definido por las horas fuera del Bloque de Valle.

El requerimiento de Garantía de Suministro de cada Participante Consumidor se mide como la potencia media de su consumo en el Período Firme más las pérdidas de trasmisión asociadas.

TITULO II. TIPOS DE POTENCIA FIRME

Artículo 219º. Se diferencian dos tipos de Potencia Firme: Potencia Firme de Largo Plazo y Potencia Firme de Corto Plazo.

La Potencia Firme de Largo Plazo tiene por objeto asegurar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro. Un Participante Productor puede vender por contratos y en el Servicio de Reserva Nacional hasta su Potencia Firme de Largo Plazo comercializable, calculada según lo dispuesto en el artículo siguiente. El seguro de abastecimiento de un Participante Consumidor, dado por la obligación de cubrimiento anticipado del requerimiento previsto de Garantía de Suministro, corresponde a comprar Potencia Firme de Largo Plazo.

La Potencia Firme de Corto Plazo está dedicada al cubrimiento del consumo en tiempo real y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa para la calidad del servicio.

TITULO III. POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO Y ENERGIA FIRME

CAPITULO I. CARACTERISTICAS GENERALES

Artículo 220º. La Potencia Firme de Largo Plazo y la de Corto Plazo se calculan mensualmente.

La Potencia Firme Comercializable de un Participante Productor es el resultado de:

a) la suma de la Potencia Firme de la generación propia o, en el caso de un Comercializador, la potencia que comercializa por Acuerdos de Comercialización de Generación;

b) más la potencia que compra por Contratos de Respaldo. Para el cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo sólo se considerarán los Contratos de Respaldo cuyo objeto es afirmar la potencia instalada en centrales hidroeléctricas.

Por lo tanto, la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable de un Participante Productor no podrá superar la potencia instalada propia o, en el caso de un Comercializador, la potencia instalada de las centrales que comercializa por Acuerdos de Comercialización de Generación.

Artículo 221º. El DNC debe calcular la Potencia Firme de Largo Plazo y de Corto Plazo para cada central hidroeléctrica y cada unidad generadora térmica (o Grupo a Despachar en caso de agrupamiento de unidades para el despacho) de los Participantes Productores, incluyendo las comprometidas en contratos de exportación.

La potencia comprometida en un contrato de importación se considerará Potencia Firme de Largo Plazo. Antes de finalizar cada año, la ADME pondrá en conocimiento de todos los Participantes la Potencia Firme de cada unidad generadora térmica del MMEE (o Grupo a Despachar en caso de agrupamiento de unidades para el despacho), cada contrato de importación y cada central hidroeléctrica del MMEE, y el total que comercializa cada Participante Productor.

CAPITULO II. POTENCIA FIRME DE GENERACION HIDROELECTRICA

Artículo 222º. Para cada central hidroeléctrica, la Potencia Firme de Largo Plazo Mensual se calculará dividiendo su Energía Firme Hidroeléctrica Mensual por el número de horas del Período Firme de dicho mes.

El DNC calculará la Energía Firme Hidroeléctrica Mensual del MMEE con el modelo de largo plazo con la serie histórica de caudales y la Base de Datos acordada para la Programación Estacional de largo plazo. Se simularán varios años consecutivos para obtener resultados independientes del estado inicial de los embalses, y se tomarán los resultados de generación para el tercer año.

Como resultado el DNC obtendrá la serie de generación hidroeléctrica mensual total del país. Para cada mes, se considerará Energía Firme Hidroeléctrica Mensual del MMEE la que resulta de la serie de generación hidroeléctrica del MMEE durante el Período Firme para una probabilidad de excedencia del 95% (noventa y cinco por ciento), que representará la confiabilidad de suministro pretendida. El Regulador podrá proponer al Poder Ejecutivo, en forma fundada, una modificación del porcentaje mencionado.

El DNC deberá determinar escenarios de similar probabilidad de excedencia para cada central hidroeléctrica del MMEE, de forma tal que la suma de la energía mensual generada en el Período Firme por las centrales sea igual, dentro de un margen de tolerancia, a la Energía Firme Hidroeléctrica Mensual del MMEE. La generación mensual resultante en el Período Firme para cada central hidroeléctrica será su Energía Firme Hidroeléctrica Mensual; el DNC realizará las correcciones necesarias para tomar en cuenta las diferencias debidas a criterios de empuntamiento distintos.

El DNC calculará para cada central hidroeléctrica la potencia máxima contratable mensual, definida como aquella potencia que la central puede efectivamente comprometer en contratos en un mes dado. Para el cálculo de este valor, el DNC tendrá en cuenta la potencia máxima que la central puede generar en los escenarios considerados para el cálculo de la Energía Firme.

CAPITULO III. POTENCIA FIRME DE GENERACION TERMICA

Artículo 223º. El DNC calculará la Potencia Firme de Largo Plazo de cada unidad térmica (o de un Grupo a Despachar térmico, en caso de agrupamiento de unidades para el despacho) como su potencia efectiva afectada por la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro.

Previo al inicio de cada año y junto con la coordinación del Programa Anual de Mantenimiento, cada Participante Productor informará a la ADME la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro para cada mes del siguiente año y que como promedio anual no podrá superar una disponibilidad máxima de referencia definida en el 95% (noventa y cinco por ciento) ni la disponibilidad verificada histórica promedio de los últimos doce meses.

La potencia máxima contratable mensual de cada unidad térmica coincidirá con su Potencia Firme de Largo Plazo.

Artículo 224º. Para cada unidad o Grupo a Despachar térmico, el DNC deberá realizar el seguimiento mensual y anual de su indisponibilidad y calcular su Potencia Firme de Corto Plazo.

Se considerará que en un mes un Participante Productor tiene un incumplimiento a sus compromisos de Potencia Firme por Garantía de Suministro si se registra en dicho mes, por lo menos una de las siguientes condiciones:

a) Durante el mes fue necesario programar racionamientos por déficit de generación y durante uno o más días con racionamiento, el Participante resultó con una disponibilidad menor que la Potencia Firme total que vende en contratos y al Servicio de Reserva Nacional, exceptuando de este cálculo la indisponibilidad por Programa Anual de Mantenimiento coordinado por el DNC.
b) En el mes, su Potencia Firme de Corto Plazo mensual comercializable fue menor que el total vendido en dicho mes por Contratos más el Servicio de Reserva Nacional.

Antes del 15 de octubre de cada año, el DNC deberá verificar el cumplimiento de los compromisos de Potencia Firme por Garantía de Suministro de cada Participante Productor en los últimos doce meses. Ante incumplimientos reiterados de un Participante Productor a su Potencia Firme por Garantía de Suministro, salvo contingencias o condiciones extraordinarias debidamente justificadas o fuerza mayor, el DNC deberá reducir la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro a la disponibilidad verificada histórica promedio en los últimos doce meses, recalcular su Potencia Firme de Largo Plazo e informar al Participante.

Si como consecuencia de la reducción en su Potencia Firme de Largo Plazo, un Participante Productor resulta con menos Potencia Firme de Largo Plazo que la que ya tiene comprometida en venta por contratos y Servicio de Reserva Nacional, deberá antes de finalizar el año, comprar por Contratos de Respaldo la Potencia Firme de Largo Plazo faltante.

Antes de la finalización de cada año, el DNC deberá verificar para cada Participante Productor si dispone de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo comercializable para cubrir sus compromisos de ventas de Potencia Firme por contratos y Servicio de Reserva Nacional. De resultar con faltantes en uno o más meses, se le asignará como un requerimiento de Reserva Anual a licitar para dichos meses.

Artículo 225º. Para cada mes, la energía firme de una generación térmica se calculará multiplicando su Potencia Firme de Largo Plazo del mes por el número de horas del Período Firme en dicho mes.

TITULO IV. DISPONIBILIDAD Y POTENCIA FIRME DE CORTO PLAZO

Artículo 226º. La Potencia Firme de Corto Plazo se calculará mensualmente como la Potencia Disponible promedio durante el Período Firme. Se entiende por Potencia Disponible a la potencia máxima que puede entregar un Grupo a Despachar en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de trasmisión. En el caso de generación térmica incluye restricciones de combustible. El DNC tendrá la responsabilidad del cálculo y seguimiento de la disponibilidad y Potencia Firme de Corto Plazo, y de informarla a los Participantes en los correspondientes informes.

Artículo 227º. Para la determinación de la disponibilidad, el DNC tendrá en cuenta los mantenimientos, la indisponibilidad informada, las salidas forzadas y limitaciones registradas en la operación real y los resultados de las auditorías y pruebas que realice en su función de seguimiento de la disponibilidad. El Agente Productor está obligado a informar al DNC toda indisponibilidad o restricción que limite su generación máxima. El Agente podrá encargar el suministro de esta información a su Comercializador, pero todo incumplimiento o error en la disponibilidad informada por el Comercializador será responsabilidad del Agente. En el caso en que el DNC verifique una disponibilidad menor que la informada por el Participante o Agente Productor, se considerará que la indisponibilidad verificada está vigente desde la última vez en que la unidad o Grupo a Despachar entregó una potencia mayor o igual que la disponibilidad verificada, salvo que este período resulte mayor que el período indicado en el Anexo Indisponibilidad, en cuyo caso la indisponibilidad se considerará como vigente para dicho período. El DNC no incrementará esta disponibilidad en tanto el Agente o su Comercializador informe el motivo del problema, cómo ha sido resuelto y demuestre mediante un ensayo o generación real que puede entregar la disponibilidad informada.

Artículo 228º. Para un Contrato de Suministro de importación, se considerará Potencia Disponible horaria la contratada, salvo en las horas en que, habiendo sido requerida (despachada), presente un incumplimiento a sus compromisos de energía a entregar, dentro de un margen de tolerancia, en que será la potencia media horaria entregada. En Contratos de Respaldo de importación se considerará Potencia Disponible horaria, la potencia ofertada al despacho, en la hora considerara, salvo que el precio de la energía ofertado sea mayor o igual que el 55% (cincuenta y cinco por ciento) del costo variable de la primera unidad falla del sistema nacional, en cuyo caso la disponibilidad será cero. Adicionalmente, si su oferta resulta aceptada y se presenta un incumplimiento en la energía despachada, más allá del margen de tolerancia establecido en el Anexo Incumplimientos, la disponibilidad será la potencia media horaria entregada.

Artículo 229º. Para el Autoproductor se considerará Potencia Disponible la que oferta al despacho, salvo en las horas en que resulte un incumplimiento, por ser la inyección medida, menor que la programada, más allá del margen de tolerancia establecido en el Anexo Incumplimientos, en que será la potencia media horaria inyectada. En caso de un Autoproductor Firme con un Contrato de Respaldo resultante de una licitación pública internacional de Reserva Nacional o Anual, la disponibilidad horaria será cero si el precio ofertado para la energía es mayor o igual que el 55% (cincuenta y cinco por ciento) del costo variable de la primera unidad falla del sistema nacional.

TITULO V. PRECIO DE LA POTENCIA FIRME

Artículo 230º. El precio de la Potencia Firme reflejará el valor de mercado del compromiso de un Productor de tomar la responsabilidad de la Garantía de Suministro de una demanda. Para la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida en contratos, resulta del precio en su contrato. Para la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida como Servicio de Reserva Nacional, resulta del precio de la licitación de Reserva Nacional.

Artículo 231º. El Precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro resultará del proceso competitivo de ofertas que se establece en este Reglamento.

Artículo 232º. El Precio de Referencia de la Potencia se utilizará como precio máximo para el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa y de Reserva Fría y para el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 233º. Cada tres años el Regulador deberá determinar el Precio de Referencia de la Potencia para el siguiente trienio de acuerdo al procedimiento que sigue:

a) Se calcula el costo fijo representativo de una unidad generadora de punta, adecuada para el cubrimiento de los períodos de máximo requerimiento de demanda, de acuerdo a las condiciones y necesidades existentes en el país. Dicho costo se calculará con los precios

FOB, costos de fletes, gastos de aduana e importación, montaje y los demás componentes fijos que sean necesarios para la operación de la unidad.

b) Se calcula la anualidad asociada a dicho costo con la tasa de descuento adecuada para una inversión con ese grado de riesgo, considerando una vida útil de 15 (quince) años.

c) Se incrementa la anualidad resultante en un porcentaje de indisponibilidad para confiabilidad. Dicho porcentaje será un valor entre el 5% (cinco por ciento) y el 15% (quince por ciento), que inicialmente se define en el 10% (diez por ciento). El porcentaje podrá ser modificado con la fundamentación correspondiente, por el Regulador.

d) Se obtiene el costo fijo resultante expresado en unidad monetaria por kW por mes. A efectos de recibir las consideraciones que se estimen pertinentes, los cálculos mencionados se pondrán en consulta de los Agentes y Participantes, previo a la determinación del Precio de Referencia de la Potencia por el Regulador.

TITULO VI. GARANTIA DE SUMINISTRO

CAPITULO I. ALCANCE

Artículo 234º. La Garantía de Suministro, que asegura a los Participantes Consumidores que existe suficiente Potencia Firme instalada y con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía, se obtiene comprando Potencia Firme de Largo Plazo por contratos o en el Servicio de Reserva Nacional.

Artículo 235º. Los requerimientos de Garantía de Suministro, de contratar y de Reserva Anual, que se indican a continuación para un Gran Consumidor, se aplican:

a) Al Distribuidor en relación con el usuario de sus servicios que es Gran Consumidor Potencial.

b) Al Comercializador de Grandes Consumidores en relación con dichos Grandes Consumidores.

c) Al propio Gran Consumidor cuando éste es Participante del Mercado y compra en el MMEE sin intermediación.

Artículo 236º. Cada Participante Consumidor tiene un requerimiento mensual de Garantía de Suministro que se mide como la potencia media consumida o que se prevé consumir, según corresponda, en el Período Firme, más las pérdidas de trasmisión asociadas.

CAPITULO II. REQUERIMIENTO PREVISTO DE GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 237º. El requerimiento previsto de Garantía de Suministro para el MMEE se calcula con el consumo previsto, más una estimación de pérdidas de energía por trasmisión. El DNC calculará las pérdidas típicas por trasmisión sobre la base de pérdidas históricas y pérdidas estimadas de acuerdo a la Programación de Mediano y Largo Plazo.

Artículo 238º. Antes de finalizar el mes de octubre, el DNC recopilará de los Participantes Consumidores, pronósticos de demanda (energía, curvas típicas y demanda máxima) para los siguientes ocho años, hipótesis consideradas y toda otra observación que estime relevante. El DNC analizará la información suministrada, el comportamiento histórico registrado para el consumo y los resultados de modelos propios de pronóstico de demanda.

En caso de que, como resultado, el DNC identifique diferencias o inconsistencias respecto de los datos suministrados por un Participante Consumidor, requerirá información adicional y buscará acordar los pronósticos a utilizar.

El DNC informará los escenarios de demanda previstos a los Participantes Consumidores, quienes podrán solicitar justificadamente, ajustes. El DNC verificará la validez de cada ajuste requerido y buscará acordar con el Participante Consumidor las modificaciones a realizar. De no lograr un acuerdo, el DNC utilizará los valores que considere más representativos de la demanda esperada.

Con esta información y con las pérdidas típicas de trasmisión, que resultan de la Programación de Mediano y Largo Plazo, el DNC realizará el siguiente cálculo para cada mes de los ocho años a analizar:

a) Calculará el consumo previsto en el Período Firme para cada Participante Consumidor y el total del MMEE, excluyendo exportación.

b) Para cada Participante Consumidor, calculará su porcentaje de participación en el MMEE como la proporción que representa su consumo previsto dentro del consumo total del MMEE, en el Período Firme.

c) Calculará el requerimiento de generación incrementando en el porcentaje típico de pérdidas, el consumo total previsto en el Período Firme para el MMEE, calculado en a). d) Calculará el requerimiento previsto de Garantía de Suministro para el MMEE dividiendo el requerimiento de generación calculado en c), por el número de horas del Período Firme del mes.

d) Para cada Participante Consumidor, calculará su requerimiento previsto de Garantía de Suministro, multiplicando el requerimiento previsto de Garantía de Suministro para el MMEE, por el porcentaje de participación en el MMEE calculado en b).

CAPITULO III. SEGURO PARA GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 239º. Con el objeto de contar con respaldo de Potencia Firme de Largo Plazo para la Garantía de Suministro y proteger al sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Agente Gran Consumidor, o su Comercializador, deben participar con su aporte al Seguro de Garantía de Suministro, cubriendo por lo menos, un porcentaje de su requerimiento previsto de Garantía de Suministro mensual. El Seguro para Garantía de Suministro se define con los siguientes porcentajes y plazos:

a) Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 (cinco) años, el 90% (noventa por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor que los abastece.

b) Para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Potenciales, para el siguiente año, el 70% (setenta por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro, determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor para los Grandes Consumidores Potenciales que abastece, al Comercializador con Acuerdos de Comercialización por los Grandes Consumidores que comercializa y al Gran Consumidor que es Participante del Mercado. En función del desarrollo del MMEE y el comportamiento de la Garantía de Suministro, el Regulador podrá proponer al Poder Ejecutivo la modificación del porcentaje para el Seguro de Garantía de Suministro. La modificación se realizará con una anticipación no menor a 12 (doce) meses respecto de su vigencia.

Artículo 240º. El Seguro de Garantía de Suministro deberá ser cubierto a través de Contratos de Suministro, con las excepciones que establece este Reglamento para Contratos de Respaldo y el Servicio de Reserva Nacional.

CAPITULO IV. REQUERIMIENTO DE CONTRATAR

Artículo 241º. Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su seguro de Garantía de Suministro con contratos. Tales contratos serán Contratos de Suministro (incluyendo contratos de importación y Convenios Internos de Suministro), sin perjuicio de las siguientes excepciones:

a) Contratos acordados previo a la puesta en marcha del MMEE.

b) Contratos de Respaldo resultantes de licitación pública internacional de Reserva Anual.

c) Contratos de Respaldo por Generación Forzada.

Del requerimiento a contratar se descontará la Potencia Firme de Largo Plazo que corresponde al Participante Consumidor en el Servicio de Reserva Nacional.

Artículo 242º. El requerimiento de contratar se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

a) Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 (cinco) años, el 80% (ochenta por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor que los abastece.

b) Para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Potenciales, para el siguiente año el 50% (cincuenta por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro determinado en el informe de Garantía de Suministro formulado por la ADME. Esta responsabilidad se aplica al Distribuidor para los Grandes Consumidores Potenciales que abastece, al Comercializador con Acuerdos de comercialización por los Grandes Consumidores que comercializa y al Gran Consumidor que es Participante del Mercado.

En función del comportamiento del Mercado de Contratos a Término y de la Garantía de Suministro, el Regulador podrá proponer al Poder Ejecutivo la modificación del porcentaje para el Seguro de Garantía de Suministro. La modificación se realizará con una anticipación no menor a 12 (doce) meses respecto de su vigencia.

El requerimiento a contratar por un Distribuidor para el cubrimiento de su requerimiento de Seguro de Garantía de Suministro será la suma del cubrimiento requerido para los Consumidores Cautivos que abastece más los Grandes Consumidores Potenciales que abastece.

Al realizar su previsión de requerimiento de Garantía de Suministro a contratar, el Distribuidor tomará en cuenta las modificaciones previstas en las condiciones que se exigen para calificar como Gran Consumidor, a efectos de estimar la demanda correspondiente a Consumidores Cautivos y Grandes Consumidores Potenciales. Si se produce una modificación no previsible de dichas condiciones por parte del Poder Ejecutivo que resulte en un cambio sustancial de la demanda abastecida por el Distribuidor y el mismo resulta sobrecontratado respecto de su demanda total, los eventuales efectos de la sobrecontratación serán considerados para su traslado a tarifas.

En el caso de un Comercializador, su aporte al seguro de Garantía de Suministro de los Grandes Consumidores para los que comercializa, podrá ser cubierto con contratos o con generación que comercializa por un Acuerdo de Comercialización de generación, en la medida en que comprometa dicha generación a la Garantía de Suministro de los Grandes Consumidores según los procedimientos que se establecen en este Reglamento.

Artículo 243º. Junto con la entrega de información necesaria para las proyecciones de demanda de 8 (ocho) años, cada Participante Consumidor deberá informar a la ADME, los contratos en proceso de licitación o cartas de intención de contratos.

En el caso de un Comercializador de Grandes Consumidores que también comercializa generación, deberá informar a la ADME la Potencia Firme de Largo Plazo de sus Acuerdos de Comercialización de generación, que compromete a la Garantía de Suministro de los Grandes Consumidores para los que comercializa. El Comercializador deberá presentar una nota a la ADME informando los Grupos a Despachar y la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida a la Garantía de Suministro de los Grandes Consumidores para los que comercializa, indicando que acepta las obligaciones establecidas en este Reglamento para dicho compromiso y que dicha Potencia Firme no podrá ser vendida a terceros por contratos. En este caso, para el compromiso de Potencia Firme del Comercializador como Participante Productor y la Garantía de Suministro como Participante Consumidor se considerará como si existiera un Contrato de Respaldo entre los Grupos a Despachar y los Grandes Consumidores para los que comercializa, por la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida en la nota del Comercializador.

Artículo 244º. En el caso del Distribuidor, con excepción de los contratos acordados previo a la puesta en marcha del MMEE y de los iniciales asignados en dicha puesta en marcha, sólo se considerarán como costos trasladables a tarifas, los que correspondan a contratos con precios de mercado, resultantes de un procedimiento competitivo realizado con la supervisión del Regulador

y de acuerdo con las normas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Distribución. La forma de traslado a tarifas de los costos correspondientes a los contratos previos a la puesta en marcha del MMEE y a los iniciales se establece en Anexo.

En caso de que el contrato o convenio del Distribuidor no resulte de un proceso competitivo como el descrito, el costo trasladable a tarifas será:

a) Para la energía, el menor entre el 80% (ochenta por ciento) del precio de la energía del último contrato del Distribuidor resultante de una licitación y el precio estabilizado de la Programación Estacional correspondiente.
b) Para la potencia, el menor entre el 80% (ochenta por ciento) del precio de la potencia del último contrato del Distribuidor resultante de una licitación y el 50% (cincuenta por ciento) del Precio de Referencia de la Potencia vigente.

En cada contrato el Distribuidor deberá indicar la compra de energía que corresponde para Consumidores Cautivos y la que corresponde para Grandes Consumidores Potenciales.

Artículo 245º. La ADME mantendrá informado al Regulador, de los contratos vigentes. En caso de que un Participante no pueda cumplir su requerimiento de contratar, deberá informar al Regulador indicando el motivo. De considerar el Regulador que la justificación es de recibo, lo eximirá transitoriamente del cumplimiento de dicho requerimiento.

En caso de un Distribuidor y de acuerdo a los motivos presentados, el Regulador podrá requerirle que realice un nuevo llamado a licitación dentro de un plazo que determinará, pudiendo realizar ajustes al pliego de licitación o Contrato de Suministro licitado para mejorar las posibilidades de que se presenten ofertas. En el caso del Gran Consumidor o su Comercializador, el Regulador podrá establecer un plazo máximo en que debe cubrir el faltante con contratos.

CAPITULO V. INFORME DE GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 246º. Antes de la finalización de cada año, la ADME deberá elaborar y enviar a los Participantes y el Regulador el informe de Garantía de Suministro de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento. La ADME incluirá este informe en su página Web para conocimiento público, en particular para conocimiento de inversionistas interesados en generación y Grandes Consumidores Potenciales.

Artículo 247º. El informe de Garantía de Suministro incluirá para cada Agente Consumidor, para cada Participante Consumidor (excluyendo exportación) y para el total del MMEE, la información mensual y anual que se indica a continuación, para el siguiente período de 8 (ocho) años:

a) Consumo y requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
b) Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro.
c) Cubrimiento previsto de acuerdo a la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional.
d) Seguro de suministro sin cubrir, calculado como el Seguro de Garantía de Suministro menos el cubrimiento previsto en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional.
e) Contratos faltantes, calculados como la obligación de contratar menos el cubrimiento previsto en los contratos ya acordados y en el Servicio de Reserva Nacional.

Artículo 248º. El informe incluirá también para los 12 (doce) meses del siguiente año:

a) La Potencia Firme de Largo Plazo de generación propia de cada Participante Productor, correspondiendo en caso de un Comercializador, a la generación incluida en sus Acuerdos de Comercialización.
b) Para cada Participante Productor que no sea Comercializador, la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable y la comprometida en ventas por Contratos o en el Servicio de Reserva Nacional.
c) Para cada Comercializador de generación, la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable y la comprometida en ventas por Contratos y en el Servicio de Reserva

Nacional o que compromete a la Garantía de Suministro de Grandes Consumidores para los que comercializa.

d) Para cada Participante Productor, el requerimiento de Reserva Anual si la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable es menor que la comprometida en venta por Contratos y en el Servicio de Reserva Nacional.

TITULO VII. RESERVA ANUAL Y RESERVA NACIONAL

CAPITULO I. OBJETO

Artículo 249º. El objeto de la Reserva Anual es cubrir el seguro de Garantía de Suministro de cada Participante Consumidor para el año siguiente, cuando éste no lo ha cubierto por contratos. La Reserva Anual se asignará mediante una licitación pública internacional, pudiendo participar en ella Potencia Firme de importación y nacional. Como resultado de la licitación, a cada oferta ganadora se asignarán contratos comprometiendo Potencia Firme para los Participantes Consumidores que requieren Reserva Anual.

Artículo 250º. El objeto de la Reserva Nacional es garantizar que exista Potencia Firme de Largo Plazo instalada en el país para el respaldo nacional de la Garantía de Suministro. Se cubrirá mediante una licitación pública internacional, pudiendo participar solamente Potencia Firme nacional. La licitación será efectuada con anticipación y duración de compromiso suficientes para permitir la instalación de nueva generación. Como resultado de la licitación, cada oferta ganadora será asignada al Servicio de Reserva Nacional que será pagado por todos los consumidores, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

Artículo 251º. La ADME llevará a cabo los procedimientos licitatorios para asignar cada uno de estos tipos de reserva, bajo la supervisión del Regulador. El Regulador establecerá las condiciones de la contratación y el plazo de anticipación con que se asignará el compromiso de Potencia Firme, así como la duración del compromiso a asignar.

CAPITULO II. RESERVA ANUAL DE PARTICIPANTES

Artículo 252º. Antes de la finalización de cada año el DNC calculará sobre la base del informe de Garantía de Suministro y los contratos y Acuerdos de Comercialización informados por los Participantes, incluyendo contratos en proceso de licitación, el requerimiento de Reserva Anual de cada Participante. Este requerimiento se calculará para cada uno de los doce meses corridos a partir del 1º de mayo del año siguiente.

Un Participante Consumidor tiene un requerimiento de Reserva Anual si existe un faltante para cubrir su seguro de Garantía de Suministro en ese período. El DNC calculará para cada Participante Consumidor su requerimiento de Reserva Anual restando de su seguro de Garantía de Suministro la Potencia Firme informada como comprada por contratos y la Potencia Firme de Largo Plazo que le corresponde en el Servicio de Reserva Nacional. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de Reserva Anual del Participante es cero.

Un Participante Productor tiene un requerimiento de Reserva Anual si existe un faltante entre la Potencia Firme de Largo Plazo que comprometió y la comercializable prevista. El DNC calculará para cada Participante Productor su requerimiento de Reserva Anual como la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida como venta en contratos y Servicio de Reserva Nacional para cada mes del año siguiente menos la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable prevista. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de Reserva Anual del Participante será cero.

En el caso del Comercializador de Grandes Consumidores que también comercialice generación, para el cálculo de requerimiento de Reserva Anual se considerarán como Contratos de Respaldos, la Potencia Firme de Largo Plazo de los Acuerdos de Comercialización de generación que el Comercializador compromete a la Garantía de Suministro de los Grandes Consumidores para los que comercializa.

Artículo 253º. El DNC informará a los Participantes la estimación inicial del requerimiento de Reserva Anual mensual de cada uno, junto con la información que la sustenta. Los Participantes

y el Regulador contarán con cinco días hábiles para enviar sus observaciones. El DNC las analizará y realizará los ajustes necesarios para determinar la Reserva Anual requerida por cada Participante y total.

El DNC calculará el requerimiento mensual total de Reserva Anual como la suma de la Reserva Anual requerida por cada Participante.

CAPITULO III. LICITACION DE RESERVA ANUAL

Artículo 254º. La ADME remitirá al Regulador un informe de Reserva Anual, conteniendo la información anterior y una propuesta de Reserva Anual a licitar. El informe presentará los datos y cálculos realizados, adjuntando las observaciones recibidas de los Participantes y, para aquellas observaciones que fueron rechazadas, el motivo del rechazo. El Regulador revisará la información recibida, pudiendo solicitar ajustes a la ADME, en forma fundada.

Una vez realizados los ajustes solicitados, el Regulador aprobará la propuesta de Reserva Anual a licitar e informará al Ministerio de Industria, Energía y Minería y a los Participantes, el requerimiento total de Reserva Anual que se aprueba así como el que corresponde a cada uno de ellos.

Cuando el requerimiento total de Reserva Anual sea menor que el 5% (cinco por ciento) del requerimiento previsto de Garantía de Suministro, el Regulador podrá disponer que no es necesaria la licitación y habilitar la compra del faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 255º. De resultar necesario licitar Reserva Anual, la ADME convocará la licitación pública internacional respectiva, bajo la supervisión del Regulador y con el modelo de pliego elaborado por éste.

Cada oferta deberá indicar precio, cantidad de Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, y la identificación de la o las unidades o centrales de generación con las que se respaldará dicha Potencia Firme. Se podrá ofertar Potencia Firme de Largo Plazo correspondiente a generación ya instalada y que no esté comprometida en contratos o en el Servicio de Reserva Nacional, o un compromiso de instalar generación nueva en la medida en que la misma pueda estar en servicio comercial para la fecha requerida. La generación ofertada podrá estar ubicada en territorio nacional o ser objeto de importación.

En el caso de ofertas de importación o de un Autoproductor Firme, el compromiso asociado será el de ofertar cada día, la potencia comprometida, con un precio de la energía, menor o igual que el 55% (cincuenta y cinco por ciento) del costo variable de la primera unidad falla del sistema nacional.

En caso de una importación, la oferta deberá incluir adicionalmente, constancia del Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país en que se ubica la generación ofertada, de que la misma no está ya comprometida en contratos para el período de vigencia de la reserva licitada.

Artículo 256º. La ADME adjudicará la licitación, siguiendo el siguiente procedimiento:

a) Formulará la lista de ofertas, ordenándolas por precios crecientes de Potencia Firme.
b) Si el total ofertado es menor o igual que la Reserva Anual licitada, adjudicará todas las ofertas.
c) Si el total ofertado es mayor que la Reserva Anual licitada, adjudicará las ofertas por precios crecientes hasta completar la Potencia Firme respectiva. A la última oferta adjudicada le asignará solamente la potencia faltante para completar la Reserva Anual licitada. Cada oferta adjudicada se asignará proporcionalmente entre cada Participante en función de su Requerimiento de Reserva Anual.

Artículo 257º. A cada oferta asignada a un Participante corresponderá un Contrato de Respaldo, con un precio de la Potencia Firme de Largo Plazo igual al requerido por el oferente en la licitación. El Contrato de Respaldo será para el comprador exclusivamente de adquisición de Potencia Firme. Cuando el vendedor sea un generador nacional, la energía vendida será

valorizada al Precio Spot con un tope igual al 65% (sesenta y cinco por ciento del costo variable de la primera unidad falla. Cuando se trate de importación, la energía vendida será valorizada al Precio Spot con el mismo tope antes mencionado si existe condición de Integración Spot, o al precio ofertado si no existe condición de Integración Spot.

Cada Participante Consumidor con requerimiento de Reserva Anual deberá celebrar los Contratos de Respaldos que resulten de la licitación y asumir los compromisos correspondientes de pago. Sin embargo, en el caso de un Gran Consumidor o Comercializador de Grandes Consumidores, podrá acordar con el adjudicatario un Contrato de Suministro. En caso de UTE como Distribuidor y de resultar adjudicadas ofertas de UTE como Generador, se suscribirá un Convenio Interno de Respaldo.

La Potencia Firme asignada a un Contrato de Respaldo, resultante de una licitación de Reserva Anual, podrá ofertarse en las licitaciones de Contratos de Suministro de Distribuidores. Si, como resultado de una licitación de Distribuidores, dicha Potencia Firme resulta asignada a un Contrato de Suministro, se dará por finalizado automáticamente el correspondiente Contrato de Respaldo que fue asignado en una licitación de Reserva Anual.

Artículo 258º. Si el total ofertado en la licitación de Reserva Anual es insuficiente, los Participantes cuyo requerimiento de Reserva Anual no se haya cubierto en su totalidad comprarán transitoriamente el faltante en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro, hasta la nueva licitación de Reserva Anual a realizarse el siguiente año, o hasta que acuerden nuevos contratos que cubran el faltante.

CAPITULO IV. RESERVA NACIONAL

Artículo 259º. En función de la evolución del cumplimiento de los compromisos de los contratos de importación y el desarrollo de la capacidad en interconexiones internacionales, antes del 15 de octubre de cada año el Ministerio de Industria, Energía y Minería informará al Regulador y a la ADME, su objetivo de Potencia Firme de Largo Plazo nacional.

Este objetivo podrá definirse como un porcentaje del requerimiento previsto de Garantía de Suministro del MMEE o como una cantidad determinada de Potencia Firme de Largo Plazo.

Si, transcurrida la fecha indicada, el Ministerio no informa dicho objetivo, se considerará que continúa vigente el último informado.

Artículo 260º. Antes del 30 de noviembre de cada año, el DNC calculará el faltante de Potencia Firme nacional, para cada mes de un período de 6 (seis) años, que comenzará a correr a partir del 1º de mayo del tercer año contado desde la fecha en que se realiza el cálculo. Se considerará para el cálculo, la Potencia Firme de Largo Plazo nacional que está comprometida como venta en contratos vigentes o que se prevé estén vigentes para el período de análisis, excluyendo contratos de exportación, e incluyendo la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida como aporte al Servicio de Reserva Nacional. En caso de que la Potencia Firme de Largo Plazo nacional así calculada, resulte inferior al objetivo fijado por el Ministerio, y cuando la diferencia sea superior a un módulo razonable para la instalación de nueva generación, el DNC asignará dicha diferencia como requerimiento de Reserva Nacional a licitar. En todo otro caso, el requerimiento de Reserva Nacional a licitar será cero. El módulo razonable para instalación de nueva generación se establece en el Anexo Garantía de Suministro.

Artículo 261º. La ADME remitirá al Regulador un informe de Reserva Nacional, conteniendo la información anterior y una propuesta de Reserva Nacional a licitar. El informe presentará los datos y cálculos realizados. El Regulador revisará la información recibida, pudiendo solicitar ajustes a la ADME, en forma fundada.

En función del informe de Reserva Nacional el Poder Ejecutivo podrá requerir a los Distribuidores que en su próxima licitación para Contratos de Suministro, se convoque exclusivamente generación existente o instalarse en territorio nacional. En ese caso, esos contratos serán previstos como vigentes para el análisis del faltante de Potencia Firme nacional, reduciendo el requerimiento de Reserva Nacional a licitar.

CAPITULO V. LICITACION DE RESERVA NACIONAL

Artículo 262º. De resultar necesario licitar Reserva Nacional, la ADME convocará la licitación pública internacional respectiva, bajo la supervisión del Regulador y con el modelo de pliego elaborado por éste.

El Ministerio podrá establecer requerimientos de consumo específico o tipo de generación o tipo de combustible a utilizar que deberá cumplir la oferta.

Cada oferta deberá indicar precio, cantidad de Potencia Firme de Largo Plazo ofertada, y la identificación de la o las unidades térmicas o centrales de generación con las que se respaldará dicha Potencia Firme.

En caso de haberse establecido requisitos de consumo específico o tipo de generación o tipo de combustible a utilizar, la oferta deberá incluir también la información técnica correspondiente. En el caso de ofertas de un Autoproductor Firme, el compromiso asociado será el de ofertar cada día, la potencia comprometida, a un precio de la energía menor o igual que el 90% (noventa por ciento) del costo variable de la unidad térmica más cara del sistema nacional.

Se podrá ofertar Potencia Firme de Largo Plazo existente y que no está comprometida en contratos o en el Servicio de Reserva Nacional (correspondiente a licitaciones de Reserva Nacional de años anteriores), u ofertar un compromiso de instalar generación nueva cuando la misma pueda estar en servicio comercial para la fecha requerida.

La ADME adjudicará las ofertas de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Formulará la lista de ofertas ordenadas por precio.
b) Si el total ofertado es menor o igual que la Reserva Nacional licitada, adjudicará todas las ofertas.
c) Si el total ofertado es mayor que la Reserva Nacional licitada, adjudicará las ofertas por precios crecientes hasta completar la Potencia Firme licitada. A la última oferta adjudicada asignará solamente la potencia faltante para completar la Reserva Nacional licitada.

Todas las ofertas adjudicadas se asignarán al Servicio de Reserva Nacional.

CAPITULO VI. SERVICIO DE RESERVA NACIONAL

Artículo 263º. El Servicio de Reserva Nacional tiene por objeto comprometer Potencia Firme nacional adicional cuando la Potencia Firme nacional comprometida en contratos, excluyendo exportación, es insuficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro.

Corresponde a Potencia Firme de Largo Plazo ubicada en territorio nacional, compartida por todos los Participantes Consumidores. Es un servicio mensual que aporta exclusivamente Potencia Firme para la Garantía de Suministro.

Artículo 264º. El Servicio de Reserva Nacional corresponde a Potencia Firme de Largo Plazo asignada como resultado de una licitación de Reserva Nacional. El compromiso del Participante Productor es aportar dicha Potencia Firme a la Garantía de Suministro, pudiendo transferir este compromiso a un Contrato de Suministro con un Gran Consumidor o con un Comercializador de Grandes Consumidores, o participar en la licitación de un Distribuidor por un Contrato de Suministro.

La Potencia Firme asignada al Servicio de Reserva Nacional tendrá el compromiso de aportar a este servicio en tanto no se comprometa como venta en un Contrato de Suministro o finalice el período de asignación.

En caso de que un Participante Productor acuerde un Contrato de Suministro con un Gran Consumidor o un Comercializador de Grandes Consumidores que comprometa parte o toda la Potencia Firme de Largo Plazo que dicho Productor está aportando al Servicio de Reserva Nacional, deberá informar a la ADME, quien recalculará su aporte al Servicio de Reserva Nacional descontando la Potencia Firme de Largo Plazo vendida en el contrato.

La Potencia Firme asignada al Servicio de Reserva Nacional podrá ofertarse en las licitaciones de Contratos de Suministro de Distribuidores. Si, como resultado de una licitación, resulta asignada en forma total o parcial a un Contrato de Suministro de un Distribuidor, la ADME lo descontará de su aporte al Servicio de Reserva Nacional.

Como el Servicio de Reserva Nacional es mensual, al transferir Potencia Firme de Largo Plazo de este servicio a un Contrato de Suministro, el comienzo de la vigencia del contrato debe corresponder al primer día de un mes.

Artículo 265º. Cada mes en que se asigne Potencia Firme al Servicio de Reserva Nacional, a cada Participante Consumidor corresponde una Potencia Firme de Largo Plazo del Servicio de Reserva Nacional, que resultará de distribuir la Potencia Firme asignada a este servicio, en forma proporcional al requerimiento de Garantía de Suministro, previsto o real según corresponda, de cada uno.

Cada mes, la ADME informará el aporte total de Potencia Firme al Servicio de Reserva Nacional, realizando los ajustes necesarios de acuerdo a las transferencias que se hayan realizado de Potencia Firme de este servicio a Contratos de Suministro.

Al finalizar cada mes, a cada Participante Productor que tiene asignado Servicio de Reserva Nacional corresponde una remuneración igual a la Potencia Firme que aporta a este servicio, valorada al precio que ofertó en la licitación en que fue asignada.
Al finalizar cada mes, la ADME calculará el costo unitario del Servicio de Reserva Nacional del mes, totalizando la remuneración de los Participantes Productores por este servicio, y dividiéndolo por la Potencia Firme total aportada al Servicio de Reserva Nacional.
Cada mes, a cada Participante Consumidor corresponde una Potencia Firme de Largo Plazo del Servicio de Reserva Nacional, que resultará de distribuir la Potencia Firme asignada a este servicio, en forma proporcional al requerimiento real de Garantía de Suministro mensual de cada uno. Cada Participante Consumidor deberá pagar un Cargo por Reserva Nacional Mensual igual a la Potencia Firme que le corresponde de dicho servicio, valorizada al costo unitario del Servicio de Reserva Nacional del mes.

TITULO VIII. SERVICIO MENSUAL DE GARANTIA DE SUMINISTRO

CAPITULO I. OBJETO

Artículo 266º. Para los Participantes Consumidores, el Servicio Mensual de Garantía de Suministro tiene por objeto realizar el cierre, entre el requerimiento real de Garantía de Suministro y la Potencia Firme de Largo Plazo contratada más la que compra del Servicio de Reserva Nacional.

Para los Participantes Productores, el objeto es realizar el cierre entre los compromisos de venta de Potencia Firme por contratos más aporte al Servicio de Reserva Nacional y la Potencia Firme de Corto Plazo que comercializan.

El Servicio Mensual de Garantía de Suministro tiene por objeto adicional pagar la capacidad en reserva operativa requerida para la calidad y continuidad del servicio y que no corresponde a Potencia Firme de Largo Plazo contratada o asignada al Servicio de Reserva Nacional.

Artículo 267º. El precio máximo del Servicio Mensual de Garantía de Suministro será el Precio de Referencia de la Potencia.

CAPITULO II. REQUERIMIENTO REAL DE GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 268º. Al finalizar cada mes, el DNC calculará el requerimiento real de Garantía de Suministro con el siguiente procedimiento:

a) El DNC calculará la generación requerida, tomando para el Período Firme del mes, la inyección por generación e importación, menos el retiro de energía por exportación, de los registros del Sistema de Medición Comercial. En caso de racionamientos, se agregará una estimación de la generación requerida para cubrir el consumo no abastecido por racionamientos.

b) El DNC calculará el requerimiento real de Garantía de Suministro del MMEE, dividiendo la generación requerida calculada en el literal anterior por el número de horas del Período Firme del mes.

c) El DNC calculará el consumo registrado para cada Participante Consumidor, según el Sistema de Medición Comercial en el Período Firme del mes. En caso de racionamientos, se agregará a cada consumo una estimación de la energía no suministrada al Participante Consumidor por Programas de Racionamiento. A partir de esto, el DNC calculará como suma el consumo total del MMEE, excluyendo la exportación.

d) Para cada Participante Consumidor, el DNC calculará su porcentaje de participación en el MMEE como la proporción que representa su consumo dentro del consumo total del MMEE, de acuerdo a lo calculado en el literal anterior.

e) Para cada Participante Consumidor, el DNC calculará su requerimiento real de Garantía de Suministro multiplicando el requerimiento real de Garantía de Suministro del MMEE por el porcentaje de participación en el MMEE que le corresponde según el literal anterior.

CAPITULO III. BALANCE DE POTENCIA FIRME

Artículo 269º. Al finalizar cada mes, el DNC calculará para cada Participante Consumidor su Balance de Potencia Firme como:

a) La Potencia Firme de Largo Plazo que compra por contratos,

b) más la potencia que compra en el Servicio de Reserva Nacional,

c) más la Potencia Firme de Corto Plazo que compra en el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa,

d) menos el requerimiento real de Garantía de Suministro que resulta para el mes.

Artículo 270º. Al finalizar cada mes, el DNC calculará para cada Participante Productor su Balance de Potencia Firme como:

a) La Potencia Firme de Corto Plazo comercializable,

b) menos la Potencia Firme de Largo Plazo que vende por Contratos,

c) menos la Potencia Firme de Largo Plazo que aporta al Servicio de Reserva Nacional,

d) menos la Potencia Firme de Corto Plazo que vende en el Servicio Auxiliar de Reserva Operativa.

Artículo 271º. Para el caso del Comercializador, su Balance de Potencia Firme será la suma de su balance como Participante Productor más su balance como Participante Consumidor, según corresponda.

CAPITULO IV. OFERTAS DE EXCEDENTES DE POTENCIA FIRME

Artículo 272º. Junto con el suministro de información para cada Programación Estacional de Largo Plazo, los Participantes presentarán sus ofertas al Servicio Mensual de Garantía de Suministro para cada mes del siguiente período semestral de estabilización de precios de Distribuidores. La oferta corresponderá al precio al que está dispuesto a vender en cada mes, de resultar con excedentes mensuales en su Balance de Potencia Firme. El precio ofertado no podrá ser mayor que el precio máximo del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

El DNC calculará la lista de ofertas del Servicio Mensual de Garantía de Suministro para cada mes del período, ordenando las ofertas recibidas por precios crecientes, e identificando los Participantes con ofertas de igual precio.

CAPITULO V. EXCEDENTES Y FALTANTES DE POTENCIA FIRME

Artículo 273º. Un Participante tiene un excedente de Potencia Firme en un mes si su Balance de Potencia Firme resulta positivo. Al finalizar cada mes, a cada Participante que tenga un Balance de Potencia Firme negativo le corresponde un Faltante de Potencia Firme igual al que surge del resultado de dicho Balance. El Participante deberá pagar por dicho faltante, al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

CAPITULO VI. ASIGNACION DEL SERVICIO MENSUAL DE GARANTIA DE SUMINISTRO

Artículo 274º. Al finalizar cada mes, el DNC calculará el Faltante de Potencia Firme del MMEE, totalizando los Faltantes de Potencia Firme de cada Participante.

El DNC tomará la lista de ofertas del mes para el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y eliminará los Participantes que resultan con Faltantes de Potencia Firme. A cada oferta restante, le asignará el Excedente de Potencia Firme que resulta para el Participante.

El DNC asignará las ofertas por orden creciente hasta cubrir el Faltante de Potencia Firme del MMEE o hasta que no queden más ofertas. A la última oferta aceptada se le asignará la potencia necesaria para cubrir el faltante de Potencia Firme del MMEE, de ser suficiente. Si dicha última oferta aceptada corresponde a un grupo de ofertas de igual precio, la potencia asignada se repartirá entre ellas en forma proporcional a la potencia ofertada dentro de la potencia total del grupo de ofertas de igual precio.

El precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro será el de la última oferta aceptada. De no existir ofertas o excedentes, será el precio máximo del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 275º. Cada Participante con Faltante de Potencia Firme resultará con un cargo por Servicio Mensual de Garantía de Suministro igual al faltante valorizado al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Cada Participante con excedentes de Potencia Firme y cuya oferta resultó asignada al Servicio Mensual de Garantía de Suministro recibirá una remuneración igual a la potencia asignada valorizada al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 276º. En caso de que la oferta sea insuficiente, el monto recaudado por la Potencia Firme faltante será mayor que el monto a pagar a los Participantes que proveen el servicio. El monto sobrante se asignará como un crédito al cargo por Servicio Auxiliar de Reserva Operativa. Si el monto fuera mayor que el cargo por Servicio Auxiliar de Reserva Operativa, el monto excedente sobrante luego de descontar dicho cargo se asignará como un crédito al cargo por Servicio de Reserva Nacional. De resultar aún un monto sobrante, dicho sobrante se asignará al Fondo de Estabilización.

SECCION XIV MERCADO DE CONTRATOS A TERMINO

TITULO I. REQUERIMIENTOS

Artículo 277º. Los contratos del MMEE deberán cumplir las características definidas en este Reglamento y no podrán establecer obligaciones físicas de generación que impidan el despacho económico. Por sus características, se diferencian dos tipos de contratos: Contratos de Suministro y Contratos de Respaldos.

Artículo 278º. Todo contrato debe contar con respaldo de energía firme medido con la Potencia Firme de Largo Plazo que comercializa la parte vendedora. Un Participante Productor no podrá vender por contratos más Potencia Firme de Largo Plazo que su Potencia Firme de Largo Plazo comercializable o la que compromete como comercializable a la fecha de entrada en vigencia de sus nuevos contratos.

Para cada Participante Productor la potencia máxima comprometida en cada mes en el conjunto de sus contratos no podrá superar su potencia máxima contratable mensual, calculada como:

a) la suma de la potencia máxima contratable mensual de las centrales de generación propias o, en el caso de un Comercializador de las centrales que comercializa por Acuerdos de Comercialización de generación;
b) más la potencia que compra por Contratos de Respaldo.

Para los contratos de importación y exportación, se considerará energía firme la energía que se comprometió suministrar y Potencia Firme a la potencia contratada.

Artículo 279º. Un Participante Distribuidor o Gran Consumidor podrá comprar por contratos hasta su requerimiento previsto de Garantía de Suministro. No podrá vender por contratos pero sí ceder contratos a terceros, en forma total o parcial, en la medida en que esta cesión esté habilitada en las cláusulas del contrato y que con ella no incumpla su requerimiento de contratar. En el caso de un Distribuidor, toda cesión de contratos aprobados como trasladables a tarifas requerirá la autorización del Regulador.

TITULO II. AUTORIZACION

Artículo 280º. Todos los contratos del Mercado de Contratos a Término deberán ser registrados ante el Regulador. Previo a su registro el Regulador verificará que los mismos no vulneran los principios establecidos en la Sección Defensa de la Competencia.

Artículo 281º. Para la administración del MMEE, cada Participante deberá suministrar a la ADME la información básica de cada uno de sus contratos, cuyo detalle se establece en Anexo.

Artículo 282º. Cada vez que un Participante celebre un contrato, deberá presentar a la ADME una solicitud de autorización para integrar el Mercado de Contratos a Término. La solicitud deberá incluir la Información Básica del Contrato, la documentación que acredita su registro en el Regulador y, en el caso de contratos de importación o exportación, la documentación que acredita su autorización por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Dentro del plazo de diez días hábiles de presentada la solicitud, la ADME deberá verificar que el contrato cumple todos los requisitos definidos en este Reglamento y la solicitud presenta toda la información requerida, y deberá notificar al Participante si el Contrato ha sido autorizado o rechazado. En caso de rechazo, la notificación deberá incluir la motivación del acto.

Cada Participante deberá informar a la ADME cuando se dé por finalizado o se prorrogue un Contrato.

TITULO III. CONTRATO DE SUMINISTRO

CAPITULO I. CARACTERISTICAS

Artículo 283º. En un Contrato de Suministro, un Participante Consumidor compra de un Participante Productor, bloques de energía con discriminación horaria y Potencia Firme de Largo Plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa.

Mediante un Contrato de Suministro, el Participante Consumidor que es la parte compradora obtiene estabilización del costo de suministro y un seguro de Garantía de Suministro.

La energía se podrá expresar como cantidades predeterminadas (cantidad de MWh por hora o grupos de horas) o como porcentaje del consumo (real o previsto) de la parte compradora.

Artículo 284º. El Contrato de Suministro acuerda la compra de Garantía de Suministro, a través de la compra de Potencia Firme, con distintos tipos de garantía:

Garantía interrumpible: Para Grandes Consumidores que estén dispuestos a interrumpir el suministro que compran del contrato (potencia y energía) en condiciones preestablecidas en el contrato (por ejemplo, ante déficit).

Garantía de suministro firme: El contrato debe establecer un régimen de compensaciones al comprador ante incumplimiento del suministro de Potencia Firme comprometida, y un régimen de compensaciones ante incumplimiento del suministro de energía comprometida, salvo que el incumplimiento se deba a restricciones de trasmisión en el SIN.

CAPITULO II. COMPROMISOS

Artículo 285º. Un Participante Productor que es la parte vendedora de un Contrato de Suministro se compromete a suministrar la energía contratada, en el o los nodos acordados, y a contar con la Potencia Firme comprometida para la Garantía de Suministro. El Participante Productor no está obligado a generar la energía contratada sino que cubrirá su compromiso de energía con la

generación más barata disponible, resultado del despacho económico, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, que podrá resultar de generación propia o comprada de terceros por Contratos de Respaldos o comprada del Mercado Spot.

Artículo 286º. El Contrato de Suministro por importación tendrá las mismas características y requisitos que un Contrato de Suministro nacional, salvo en que la entrega se mide en la interconexión internacional. Dentro de los plazos para suministrar información para el predespacho, el vendedor deberá informar al DNC a través de su Operador del Sistema y Administrador del Mercado, la disponibilidad horaria y el precio ofertado al que será despachado en la interconexión internacional, hasta un máximo dado por la energía horaria que se comprometió a suministrar en el contrato. El DNC deberá incluir la disponibilidad y precio ofertado en el despacho económico. Si el Precio Spot del MMEE resulta menor que el precio ofertado, la energía de importación no será despachada en la interconexión internacional y el contrato de importación se cumplirá comprando la energía en el Mercado Spot. Los cargos que correspondan por compras Spot de un contrato de importación serán asignados en el MMEE al importador.

Artículo 287º. La parte compradora de un Contrato de Suministro es un Participante Consumidor, o un conjunto de Grandes Consumidores en el caso en que éstos acuerden contratar en conjunto por sí, sin utilizar un Comercializador. En este último caso, cada Gran Consumidor comprador debe ser un Participante del Mercado. La energía contratada se repartirá en forma horaria entre los Grandes Consumidores compradores, en forma proporcional a la que cada uno toma de la red (consumo que compra del MMEE), salvo que el contrato estipule un criterio distinto. La Potencia Firme contratada se repartirá entre los Grandes Consumidores compradores en forma proporcional a su requerimiento real de Garantía de Suministro, salvo que el contrato establezca un criterio distinto.

La parte compradora del Contrato de Suministro contrae la obligación de pagar por la energía y potencia suministradas, independientemente de si las requiere o no para consumo propio, pudiendo vender excedentes en el Mercado Spot y en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

TITULO IV. CONTRATO DE RESPALDO

Artículo 288º. Un Contrato de Respaldo tiene por objeto acordar la compra a un Participante Productor, de Potencia Firme de Largo Plazo como generación de respaldo. Por estar asociado a generación, el contrato debe identificar las unidades o centrales que proveerán dicho respaldo.

El Contrato de Respaldo permitirá acordar la compra de respaldo de Potencia Firme con o sin energía asociada. Un Contrato de Respaldo debe incluir la compra de Potencia Firme de Largo Plazo. El contrato podrá incluir o no la compra de la generación asociada a la Potencia Firme contratada. De incluir compra de energía podrá establecer opcionalmente, una condición de convocatoria de la energía generada por la potencia contratada. Si no se incluye cláusula de convocatoria, se considerará que el contrato acuerda la compraventa de la generación asociada y el contrato resultará vendiendo en cada hora, la energía generada por la potencia contratada. La parte compradora deberá pagar durante la vigencia del contrato, la Potencia Firme contratada y la energía generada entregada al contrato. En la operación real, cada vez que actúe la condición de convocatoria de energía, se considerará que el comprador ejerce la opción y la energía generada que corresponda, según lo establecido en el contrato, será vendida al precio acordado en el mismo. En el caso de que las unidades o centrales comprometidas no resulten despachadas según el despacho económico, cuando actúe la condición de convocatoria, el compromiso de entrega de energía resultará cero.

Si el contrato no incluye la compra de energía o no incluye cláusula de convocatoria, se tratará de un contrato convocado por el DNC en función de su costo variable, de ser generación nacional, o del precio ofertado diariamente para la energía, de ser generación importada.

En los Contratos de Respaldo sin energía asociada, el comprador se asegurará el respaldo de la energía contratada, pero deberá comprar esa energía al Precio Spot.

La condición de convocatoria que defina el contrato debe permitir para la administración del Mercado Spot, que el DNC pueda determinar cada hora, si la energía que genera la potencia contratada se debe asignar comercialmente al Productor vendedor o al Participante comprador.

Artículo 289º. Un Participante Consumidor puede comprar por Contratos de Respaldo, si lo requiere para el respaldo de su consumo propio o del consumo que comercializa. También puede comprar por Contratos de Respaldo, generación del área en que se ubica, como respaldo ante fallas o restricciones de trasmisión.

Un Generador puede comprar por Contratos de Respaldo, si lo requiere para respaldar sus ventas en Contratos de Suministro o para afirmar la potencia instalada en centrales hidroeléctricas, debiendo identificarse en el contrato, el objeto del respaldo.

Un Comercializador puede respaldar la potencia instalada de las centrales de generación que comercializa por Acuerdos de Comercialización y que está comprometida en Contratos de Suministro.

En consecuencia, un Participante Productor podrá comprar por Contratos de Respaldo hasta la Potencia Firme que vende por Contrato de Suministro y hasta la potencia no firme de sus centrales hidroeléctricas.

En el Contrato de Respaldo el comprador contrae la obligación de pagar por la Potencia Firme contratada, a cambio de tener el derecho a utilizar como respaldo la energía generada por la potencia contratada cuando resulte convocada por el contrato. En caso de que resulten para el comprador excedentes de energía de oportunidad o de Potencia Firme, podrá venderlos en el Mercado Spot o en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro, respectivamente.

En el caso de un Participante Productor que respalda un Contrato de Suministro mediante un Contrato de Respaldo, este contrato deberá incluir como condición de convocatoria, la circunstancia en que la energía del Contrato de Suministro no resulta cubierta con la generación que el Participante Productor comercializa.

Artículo 290º. El Contrato de Respaldo con energía asociada de importación tendrá las mismas características y requisitos que un Contrato de Respaldo con energía asociada nacional, salvo en que la entrega se compromete en la interconexión internacional y que no se permite cláusula de convocatoria para la energía. La energía del contrato se considerará convocada cada vez que el contrato resulte despachado por el DNC. Cada día, la parte vendedora deberá informar al DNC a través de su Operador del Sistema y Administrador del Mercado, la disponibilidad ofertada. El DNC deberá incluir en el despacho económico, una generación en la interconexión internacional, con el precio de la energía del Contrato de Respaldo y la disponibilidad informada. De resultar despachada, la energía de la importación será asignada al comprador del Contrato de Respaldo.

Los contratos de importación acordados previos a la puesta en marcha del MMEE serán considerados Contratos de Respaldo asignados al Distribuidor.

TITULO V. CONVENIOS INTERNOS DE UTE

CAPITULO I. TIPOS DE CONVENIOS INTERNOS DE UTE

Artículo 291º. Como Generador, UTE podrá asumir con generación propia, el compromiso de cubrir parcialmente los requerimientos de estabilización de precios y Garantía de Suministro a que está obligado como Distribuidor. Dicho compromiso tiene un contenido análogo al de un contrato, salvo que por realizarse dentro de la misma empresa, se denomina Convenio Interno.

UTE podrá comprar por Contratos de Respaldo si lo requiere para respaldar la Potencia Firme de Largo Plazo propia y comprometida en Convenios Internos de Suministro.

También puede comprar por Contratos de Respaldo para afirmar la potencia instalada de sus centrales hidroeléctricas.

Artículo 292º. En correspondencia con los tipos de contrato que prevé este Reglamento, existirán dos tipos de Convenio Interno:

a) Convenio Interno de Suministro: Es aquel en el que se compromete el suministro de la demanda que abastece UTE como Distribuidor. Es equivalente a un Contrato de Suministro y toda referencia en este Reglamento a Contratos de Suministro se aplicará también al Convenio Interno de Suministro, salvo que se indique lo contrario. Este tipo de convenio se podrá establecer entre UTE como Distribuidor (asimilable al comprador) y UTE Generador (asimilable al vendedor).

b) Convenio Interno de Respaldo: Es aquel en el que se compromete el respaldo de generación térmica de UTE a la generación hidroeléctrica de UTE, para afirmar la energía hidroeléctrica que puede comprometer a la Garantía de Suministro. Es equivalente a un Contrato de Respaldo y toda referencia en este Reglamento a Contratos de Respaldo se aplicará también al Convenio Interno de Respaldo, salvo que se indique lo contrario.

Los Convenios Internos de UTE tendrán las mismas características que un contrato en cuanto a definir plazos, cantidades y precios, y a su administración en el MMEE. En la segregación contable, estos convenios corresponderán a la transferencia de costos entre las distintas actividades de UTE como Distribuidor y como Generador.

La energía y Potencia Firme comprometidas en Convenios Internos no puede ser vendida por contratos en el MMEE o en exportación.

Artículo 293º. Según lo establecido en el inciso siguiente, UTE como Generador podrá formular un precio para su generación no comprometida en Convenios internos o contratos en forma simultánea con la Licitación de Contratos de Suministro de UTE como Distribuidor. Cuando UTE como Distribuidor licite la Compra de Contrato de Suministro para el cubrimiento de su obligación de contratar, UTE como Generador podrá formular su precio. A estos efectos, el precio del Convenio interno de Suministro que esté dispuesto a comprometer con Potencia Firme de Largo Plazo y Energía Firme no comprometida en convenios Internos vigentes o contratos, se presentará ante el Regulador antes de la apertura de ofertas, en sobre cerrado. Una vez abiertas las ofertas, la licitación se adjudicará a la de menor precio. Se rechazarán todas las propuestas, cuando sus precios resulten superiores al formulado por UTE. En este caso se suscribirá un convenio Interno de Suministro. En el antedicho procedimiento, UTE podrá también realizar ofertas actuando como comercializador de potencia y energía de terceros.

Nota: Redacción dada por el artículo 1 del Decreto 299/003.

Artículo 294º. Las normas del presente capítulo serán aplicables, con las adaptaciones que requiera el caso particular, a toda otra empresa que, además de la actividad de distribución, desarrolle la actividad de generación o comercialización.

CAPITULO II. CONVENIOS INTERNOS INICIALES DE UTE

Artículo 295º. A los efectos de estabilizar los precios de las transacciones durante el proceso de transición y puesta en marcha del MMEE, se establecerán Convenios Internos Iniciales entre UTE actuando como Distribuidor y UTE actuando como Generador. Estos convenios tendrán el formato de Convenio Interno de Suministro previsto en este Reglamento.

Se autoriza a UTE la celebración de un Convenio Interno de Suministro trasladable a tarifas para la central de generación que se encuentra en proceso de adquisición al presente. Dicho Convenio tendrá las siguientes características: el precio deberá cubrir la totalidad de los costos de inversión, financieros y operativos resultantes, incluyendo una razonable rentabilidad sobre la inversión realizada, el costo de combustible reconocido será el resultante del proceso de negociaciones o arbitraje que realice UTE con sus proveedores de gas natural, la duración del Convenio Interno será de quince años.

Se asigna al Servicio de Reserva Nacional por el plazo de ocho años a partir del comienzo del funcionamiento del mercado, las Unidades 5ª y 6ª de la Central "José Batlle y Ordóñez" y las Unidades 1 y 2 de la Central Térmica "La Tablada". El precio por dicho servicio será fijado por el Poder Ejecutivo y será suficiente para la sustentabilidad de la capacidad operativa de la potencia disponible de cada Unidad y no inferior al Precio Referencia de la Potencia.

Nota: últimos dos incisos incorporados por el artículo 2 del Decreto 299/003.

Artículo 296º. A los efectos del traslado como costo de compra, a las tarifas reguladas de UTE como Distribuidor, las características, cantidades y precios de los Convenios Internos Iniciales deberán ser aprobados por el Poder Ejecutivo. A tales efectos el Distribuidor presentará al Regulador una propuesta, la que será analizada y elevada al Poder Ejecutivo con las consideraciones y recomendaciones que el Regulador estime pertinentes.

El precio de la Potencia Firme en los Convenios Internos Iniciales tendrá en cuenta la previsión sobre el valor de mercado de la Potencia Firme de Largo Plazo en el MMEE, así como también la necesidad de asegurar la sustentabilidad de la generación instalada de UTE, comprometida en estos convenios durante el plazo de vigencia de los mismos.

El precio de la energía en los Convenios Internos Iniciales tendrá en cuenta la previsión del precio de mercado de la energía en el ME durante el plazo de vigencia de estos convenios.

Los precios de los Convenios Internos Iniciales se revisarán anualmente.

TITULO VI. CONTRATOS ESPECIALES

Artículo 297º. Un Contrato Especial es aquel en que el vendedor es un Participante Productor y el comprador es un conjunto de Participantes Consumidores.

Para cada hora, la energía vendida en un Contrato Especial se repartirá entre los compradores en forma proporcional al consumo horario de cada uno, de acuerdo al Sistema de Medición Comercial. Para cada mes, la Potencia Firme de Largo Plazo vendida en un Contrato Especial se repartirá entre los compradores en forma proporcional al requerimiento mensual de Garantía de Suministro de cada uno, calculado de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

Se definen dos tipos de Contratos Especiales:

a) Contrato Especial de Suministro con las características de un Contrato de Suministro. Toda referencia en este Reglamento a Contratos de Suministro se aplicará también al Contrato Especial de Suministro, salvo que se indique lo contrario.

b) Contrato Especial de Energía Secundaria. Es aquel que no incluye compra de Potencia Firme sino que acuerda la compraventa de la generación restante luego de descontar la energía comprometida en Contratos de Suministro y en Contratos de Respaldo. El contrato podrá acordar la compra de un porcentaje de la generación restante (de ser cien por ciento corresponderá a toda la generación restante) o hasta una energía máxima horaria. En este tipo de contratos, cada vez que las unidades o centrales comprometidas estén generando, resultarán vendiendo energía al contrato, salvo que toda la generación resulte ya comprometida en Contratos de Suministro o entregada a Contratos de Respaldo.

Artículo 298º. Si, en virtud de directivas de política energética, se dispone que la compra de parte del suministro de los Participantes Consumidores o de determinado tipo de Participante Consumidor, se cubra con energías renovables no convencionales, se realizará una licitación pública internacional, a fin de adjudicar un Contrato Especial para la instalación de la generación con dichas energías. La licitación se realizará con un modelo de pliego y contrato formulados por el Regulador y bajo su supervisión.

En el caso de un Distribuidor, el costo de dicho Contrato Especial será considerado trasladable a tarifas.

Nota: los decretos promocionales 77/006 y siguientes prevén la celebración de contratos especiales.

TITULO VII. CONTRATOS PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL MMEE

Artículo 299º. La Potencia Firme de Largo Plazo y energía asociada a esa potencia, de la cuota parte de la República en la Central Binacional de Salto Grande, se destinará al suministro de UTE como Distribuidor, remunerándose al Gobierno Nacional según un precio representativo de los contratos o convenios vigentes para el Distribuidor.

Dicho precio representativo se calculará como el promedio ponderado de los precios de esos contratos o convenios. El monto resultante será depositado por UTE mensualmente en la cuenta abierta a tales efectos en el Banco de Servicio de Cobranza definido para la administración del sistema de cobranzas del MMEE.

En caso de que en una hora la energía despachada de la Central no resulte suficiente para cubrir la energía correspondiente a la Potencia Firme de Largo Plazo, la diferencia será tomada del Mercado Spot, debitando la ADME, de la cuenta mencionada en el párrafo anterior, el monto correspondiente.

A los efectos de lo dispuesto en este reglamento, la asignación de Potencia Firme de Largo Plazo y energía asociada anteriormente referida será considerada como un Contrato de Suministro del Distribuidor.

La energía no asociada a la Potencia Firme de Largo Plazo de la cuota parte de la República en la Central Binacional de Salto Grande se destinará al Mercado Spot. El Gobierno Nacional percibirá por esa energía el Precio Spot respectivo. El monto resultante será depositado por ADME en la misma cuenta antes mencionada.

De contar la Central con excedente de Potencia Firme de Corto Plazo, la misma se considerará ofertada, a los efectos de la asignación al Servicio Mensual de Garantía de Suministro, con precio cero. Asimismo, la oferta de precio requerido para el Servicio Auxiliar de Reserva Fría será a precio cero. La remuneración resultante de estos servicios será volcada a la misma cuenta citada.

Artículo 300º. Los contratos licitados o celebrados previo a la puesta en marcha del MMEE se regirán por las condiciones en ellos establecidas. Los costos que de los mismos deriven para el Distribuidor serán trasladables a tarifas, según los criterios y por los plazos que determine en cada caso el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador.

SECCION XV IMPORTACION Y EXPORTACION

Nota: el artículo 1 del Decreto 187/004 exceptuó la aplicación de las normas de contratación dispuestas en esta sección, a los contratos de importación de energía celebrados por UTE mientras se mantuviera la crisis energética nacional.

TITULO I. IMPORTADOR Y EXPORTADOR

Artículo 301º. Un importador puede ser:

a) Un Participante Distribuidor, que importa con destino a abastecimiento y seguridad de suministro de los usuarios finales con que comercializa a nivel minorista.
b) Un Participante Productor que no es Comercializador, que importa a los efectos del respaldo de sus contratos de venta en el MMEE.
c) Un Comercializador, que importa para ventas a Grandes Consumidores con que comercializa o respaldo de generación que comercializa.
d) Un Gran Consumidor, que importa para consumo y seguridad de suministro propio.

Para la importación Spot, se considerará como importador al Mercado Spot.

Para la exportación Spot, se considerará como exportador al Mercado Spot.

La ADME deberá asignar los cargos que resulten en el MMEE para una importación por contratos, al Participante que actúa como importador en el MMEE.

Artículo 302º. Un exportador puede ser un Participante Productor, incluyendo al Comercializador de Generación.

La ADME deberá asignar los cargos que resulten en el MMEE para una exportación por contratos al Participante que actúa como exportador en el MMEE.

TITULO II. AUTORIZACION DE UNA IMPORTACION

Artículo 303º. La solicitud de autorización de una importación será presentada ante el Ministerio de Industria Energía y Minería, identificando el respaldo físico en capacidad instalada en unidades generadoras ubicadas en el país desde el que se hace la importación y la capacidad firme en la o las interconexiones internacionales a utilizar.

La solicitud de autorización deberá cumplir con los requisitos establecidos en la reglamentación y adjuntar la documentación que acredite capacidad firme en las interconexiones internacionales requeridas por el contrato.

De resultar un requerimiento de energía de paso por contratos entre terceros países, deberá contar con capacidad firme en las correspondientes interconexiones internacionales.

Artículo 304º. Cuando en una licitación, un Distribuidor adjudique un contrato de importación, dicho Distribuidor en su rol de importador tendrá la responsabilidad de obtener la autorización para dicha importación.

Artículo 305º. El interesado en una importación deberá incluir en la solicitud de autorización al Ministerio de Industria, Energía y Minería:

a) El contrato respectivo, con todos sus parámetros físicos y económicos, en particular con indicación de cantidades físicas y forma de efectuar el suministro, plazos, condiciones de entrega y precios.
b) El convenio de uso de los sistemas de trasmisión del Sistema Interconectado Nacional.
c) La aceptación por el interesado de que la importación estará sometida a las disposiciones de coordinación de la operación que se establecen en este Reglamento.
d) Documentación extendida por el Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país en que se originará la importación, que acredite lo siguiente:
    i. Que las unidades que compromete el vendedor dentro del contrato pertenecen a dicho vendedor o es quien las comercializa o existe un acuerdo de comercialización que entrará en vigencia al perfeccionarse el contrato de importación.
    ii. La potencia efectiva de las unidades comprometidas en la importación, indicando que no resulta ya comprometida en otros contratos del vendedor.
    iii. De tratarse de generación ya instalada, la disponibilidad histórica de los últimos treinta y seis meses, o desde su entrada en operación si ha estado en operación comercial por un período inferior a los treinta y seis meses.

De tratarse de generación nueva, el solicitante deberá incluir la autorización del correspondiente proyecto o el compromiso de instalar y poner en servicio la generación requerida, previo al inicio del contrato.

En este último caso, deberá incluir una breve descripción del proyecto de generación.

En un plazo máximo de 15 (quince) días hábiles de presentada la solicitud, dicho Ministerio verificará que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y, de ser así, remitirá la solicitud al Regulador.

Dentro del plazo de 15 (quince) días hábiles de recibidos los antecedentes, el Regulador verificará la firmeza de la potencia comprometida como respaldo de la importación en la interconexión internacional, pudiendo requerir a través de la ADME información adicional del Operador del Sistema y Administrador del Mercado del otro país.

Asimismo, el Regulador verificará la capacidad firme de interconexión internacional, de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Trasmisión. De verificar que cumple ambos requisitos de firmeza, emitirá un informe favorable al Poder Ejecutivo. De lo contrario, emitirá un informe recomendando rechazar la autorización, con su correspondiente fundamentación. Transcurrido dicho plazo sin que el Regulador emita el informe mencionado, el Poder Ejecutivo considerará que el mismo no ha encontrado objeción a la solicitud.

El Poder Ejecutivo se pronunciará previa verificación del cumplimiento de condiciones de reciprocidad, en el plazo de 20 (veinte) días de recibidas las actuaciones del Regulador. Vencido el plazo mencionado se considerará otorgada la autorización.

Artículo 306º. El DNC podrá coordinar y aprobar la importación Spot que resulte de los procedimientos y criterios que establece este Reglamento.

TITULO III. AUTORIZACION DE UNA EXPORTACION

Artículo 307º. La solicitud de autorización de una exportación será presentada ante el Ministerio de Industria Energía y Minería, identificando la Potencia Firme de Largo Plazo térmica que lo respalda y la capacidad firme en la o las interconexiones internacionales a utilizar. De tratarse de generación nueva, el solicitante deberá incluir la autorización del correspondiente proyecto de generación. La solicitud de autorización deberá incluir también, además de los requisitos que surgen de la reglamentación, la documentación sobre capacidad firme en interconexiones internacionales dedicada al contrato.

El interesado deberá adjuntar:

a) El contrato respectivo, con todos sus parámetros físicos y económicos, en particular con indicación de cantidades físicas y forma de efectuar el suministro, plazos, condiciones de entrega y precios.
b) El convenio de uso de los sistemas de trasmisión del Sistema Interconectado Nacional.
c) La aceptación por el interesado de que la exportación estará sometida a las disposiciones de coordinación de la operación que se establecen en este Reglamento.

En un plazo máximo de 15 (quince) días hábiles de presentada la solicitud, dicho Ministerio verificará que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y, de ser así, remitirá la solicitud al Regulador.

Dentro del plazo de 15 (quince) días hábiles de recibidos los antecedentes, el Regulador analizará la solicitud y verificará que la Potencia Firme de Largo Plazo comprometida en el contrato de exportación es térmica y no está comprometida en el MMEE durante parte o todo el período de vigencia del contrato de exportación. Asimismo, el Regulador verificará la capacidad firme de interconexión internacional, de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Trasmisión. De verificar que cumple todos los requisitos emitirá un informe favorable al Poder Ejecutivo. De lo contrario, emitirá un informe recomendando rechazar la autorización, con su correspondiente fundamentación. Transcurrido dicho plazo sin que el Regulador emita el informe mencionado, el Poder Ejecutivo considerará que el mismo no ha encontrado objeción a la solicitud.

El Poder Ejecutivo se pronunciará previa verificación del cumplimiento de condiciones de reciprocidad, en el plazo de 20 (veinte) días de recibidas las actuaciones del Regulador. Vencido el plazo mencionado se considerará otorgada la autorización.

Arículo 308º. El DNC podrá coordinar y aprobar la exportación Spot que resulte de los procedimientos y criterios que establece este Reglamento.

TITULO IV. REVOCACION DE UNA AUTORIZACION

Artículo 309º. La autorización de una importación o exportación se otorgará por el plazo previsto en el contrato respectivo. Al finalizar cada año, la autorización podrá ser revocada si durante dicho año se registraron uno o más incumplimientos graves.

Artículo 310º. Se consideran incumplimientos graves:

a) El exportador o importador, según corresponda, compra en el Mercado Spot para cubrir un contrato internacional y tiene deudas impagas con el MMEE.
b) El DNC verifica que el vendedor ya no cuenta con la capacidad firme de interconexión internacional requerida, circunstancia que debe ser informada al Ministerio de Industria, Energía y Minería y al Regulador.

c) Para el caso de un contrato de importación, habiéndole programado el DNC una entrega en una interconexión internacional, dentro de un margen de tolerancia horario, en dos o más días no se cumplió la entrega programada, por motivos de déficit o restricciones en el país en que se origina la importación.

d) Para el caso de un contrato de importación, el DNC verifica que las unidades generadoras comprometidas como respaldo han sido retiradas y ya no están disponibles, circunstancia que debe ser informada al Ministerio y el Regulador.

e) Para el caso de un contrato de exportación, el DNC verifica que la Potencia Firme de Largo Plazo de la generación comprometida resulta menor que la potencia en el contrato de exportación, y el exportador no acuerda Contratos de Respaldo y, de tratarse de un Comercializador, no celebra Acuerdos de Comercialización de Generación para reemplazar el faltante.

La ADME tiene la responsabilidad de realizar el seguimiento de los incumplimientos en los contratos de importación y exportación vigentes.

Junto con el informe de Garantía de Suministro incluirá los incumplimientos registrados. El Regulador lo analizará y de considerar que los incumplimientos justifican revocar una autorización, preparará un documento en que recomendará revocar la autorización a un contrato internacional con la correspondiente fundamentación. El Regulador elevará el documento al Poder Ejecutivo junto con el informe de la ADME.

TITULO V. TRATAMIENTO DE LA IMPORTACION

Artículo 311º. Un Generador o Comercializador de otro Mercado que vende en el MMEE por contratos de importación autorizados, tiene los mismos derechos que un Generador nacional con las excepciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 312º. La importación Spot será considerada como generación no firme y sólo será acordada en la medida en que resulte aceptada por el despacho económico dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, y no provoque congestión en el sistema de trasmisión.

Artículo 313º. Un contrato de importación podrá ser Contrato de Suministro o Contrato de Respaldo, con las características que se definen en este Reglamento.

Todos los contratos de importación deberán ser despachables.

Artículo 314º. Un contrato de importación será considerado firme si cumple los siguientes requisitos:

a) El vendedor cuenta con generación instalada o respecto de la que existe compromiso de ser instalada (propia o comercializada o contratada con terceros) que respalde el contrato.

b) La importación cuenta con capacidad firme de interconexión, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión.

Artículo 315º. Para la programación del despacho, la importación se modelará como una generación que se adiciona al nodo importador (en la interconexión internacional) con costo variable para el despacho igual al precio ofertado de tratarse de una importación Spot o una importación por contratos de Suministro, o el precio de la energía en el contrato, de tratarse de una importación por Contrato de Respaldo, más los cargos variables que resulten aplicables a la importación en el MMEE.

En la importación por Contrato de Suministro, el compromiso de energía horario del contrato se administrará como una obligación de suministro, y los desvíos (la diferencia entre la energía inyectada por la importación y la energía contratada) se comprarán (si entrega menos de lo comprometido) o se venderán (si entrega más de lo comprometido) en el Mercado Spot del MMEE. La compra de la energía correspondiente a los desvíos se realizará al precio Spot horario correspondiente, con un mínimo igual al 90% del precio Spot vigente en el nodo frontera para el mercado del país exportador, la venta se remunerará al precio Spot horario. Los ingresos por diferencias entre el citado precio mínimo y el precio Spot horario se asignarán al servicio auxiliar

de Seguimiento de Demanda, de existir restricciones a la capacidad que se puede entregar en la interconexión Internacional o en el sistema de trasmisión del otro país, el vendedor comprará la potencia contratada que no puede garantizar en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Nota: redacción dada por el artículo 1º del Decreto 299/003.

TITULO VI. TRATAMIENTO DE LA EXPORTACION

Artículo 316º. Un Participante Productor del MMEE (incluyendo un Comercializador de Generación) con un contrato de exportación autorizado, puede comprometer el cubrimiento de demanda de otro país a través de exportación por contratos, con los mismos derechos y obligaciones que un Gran Consumidor nacional, sin perjuicio de las excepciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 317º. A la exportación resultan aplicables los mismos Criterios de Desempeño Mínimo que a un consumo nacional. Del mismo modo que el DNC tiene derecho a desconectar un Gran Consumidor si no cumple los requisitos de calidad y seguridad, el DNC tendrá el derecho a interrumpir una exportación si ésta pone en peligro la calidad y seguridad del sistema. El DNC deberá informar al Operador del Sistema y Administrador del Mercado al que se está entregando la exportación, para coordinar su interrupción, indicando los motivos que lo justifican.

Artículo 318º. La exportación se modelará como un consumo que se adiciona en el nodo exportador (en la interconexión internacional) que se agregará a la demanda incluida en el despacho económico. Por lo tanto, la generación que cubra la exportación será un resultado del despacho y no una obligación del exportador de cubrir con generación propia, salvo ante una condición de déficit en el MMEE.

Artículo 319º. Un contrato de exportación podrá ser un Contrato de Suministro o un Contrato de Respaldo.

Artículo 320º. La exportación Spot será considerada como demanda interrumpible y, por lo tanto, sin obligación de Garantía de Suministro.

Sólo será suministrada en la medida en que exista capacidad libre en la interconexión internacional, no provoque congestión en el sistema de trasmisión y exista el excedente suficiente de generación térmica, teniendo en cuenta el despacho económico y los requerimientos de Reserva Operativa de acuerdo a los Criterios de Desempeño Mínimo o de generación hidroeléctrica ante una previsión de vertimientos.

Artículo 321º. Un contrato de exportación será considerado firme si cumple los siguientes requisitos:

a) El vendedor cuenta con Potencia Firme de Largo Plazo instalada o con compromiso de ser instalada (propia o comercializada o contratada de terceros) que respalde el contrato.
b) La exportación cuenta con capacidad firme de interconexión, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión.

Artículo 322º. El Contrato de Suministro de exportación tendrá un compromiso de suministro firme de energía. El compromiso de energía horario del contrato se administrará como una obligación de suministro del Participante Productor nacional que es la parte vendedora, que podrá cubrir con generación propia, comprada de terceros, o compras Spot en el MMEE o en Mercado Spot del otro país, salvo que el Mercado del país al que se exporta no permita dicha compra Spot. En función de ello, el Participante Productor vendedor informará la energía a entregar para el contrato, en la interconexión internacional. De existir restricciones a la capacidad que se puede entregar en la interconexión internacional o en el sistema de trasmisión del otro país, el DNC deberá limitar la energía a despachar al contrato, en función de la energía que se puede entregar en la interconexión internacional.

Artículo 323º. La exportación por contratos deberá cumplir las mismas obligaciones que un Gran Consumidor, en lo relativo a informar al DNC sus previsiones de consumo (de exportación).

TITULO VII. COORDINACION

Artículo 324º. El DNC tiene la responsabilidad de realizar la coordinación operativa de las interconexiones internacionales con el Operador del Sistema y Administrador del Mercado de cada país interconectado e intercambiar la información técnica, operativa y Spot.

El DNC y el Operador del Sistema y Administrador del Mercado de cada país interconectado coordinarán los requerimientos que resultan de los Criterios de Desempeño Mínimo.

Artículo 325º. El Participante nacional que representa la parte vendedora de un contrato de exportación debe suministrar al DNC la misma información que un Participante Consumidor, considerando como demanda el requerimiento de exportación.

El Participante nacional que representa la parte compradora de un contrato de importación debe suministrar al DNC la misma información que un Participante Productor, considerando como generación la importación contratada y como costo variable la oferta que se informe junto con los datos para el predespacho.

SECCION XVI MERCADO SPOT

TITULO I. INTEGRACION SPOT Y CONVENIOS DE INTERCONEXION

Artículo 326º. Se considera que existe una condición de Integración Spot entre el MMEE y el Mercado Mayorista de un país interconectado, si los Mercados Spot de ambos países realizan intercambios de oportunidad que reflejan condiciones económicas, sin que existan restricciones físicas o regulatorias que impidan dichos intercambios.

Para un mes, se considerará que existe una condición de integración entre el MMEE y el Mercado Mayorista de un país interconectado si se cumple lo siguiente:

a) En la interconexión internacional, la diferencia entre los precios Spot promedio de los últimos 12 (doce) meses de los Mercados Spot (del MMEE y del otro país) es menos del 10% (diez por ciento).

b) Considerando las horas en los últimos 12 (doce) meses en que la diferencia de precios Spot en la interconexión internacional fue mayor que el 10% (diez por ciento), se acordó una transacción Spot por lo menos en el 70% (setenta por ciento) de los casos.

Antes de cada mes, el DNC determinará si existe condición de Integración Spot con cada país interconectado. Junto con la Programación Semanal de la última semana de cada mes, el DNC realizará los cálculos necesarios e informará los países con los que se considerará, para el siguiente mes, que hay Integración Spot. El Operador del Sistema y Administrador del Mercado de cada país interconectado suministrará los precios Spot para que el DNC pueda realizar el seguimiento de la condición de Integración Spot.

De existir Integración Spot con el Mercado de un país interconectado, la exportación Spot afectará el precio Spot del MMEE. De lo contrario, el precio Spot del MMEE se calculará sin incluir la demanda de la exportación Spot, y el precio mínimo de exportación Spot será el precio Spot de exportación del MMEE, que resulta incluyendo toda la demanda de exportación (exportación por contratos y Spot) más cargos en el ME asociados a dicha operación.

Los cargos a pagar por arranque y parada causados por una exportación Spot serán asignados a dicha exportación, de no existir Integración Spot con el Mercado del país al que se exporta.

En todos los casos, lo establecido en el Reglamento para el precio al que se valorizará la importación y exportación Spot es de aplicación exclusivamente en aquello que no es contrario a lo acordado en los Convenios de Interconexión vigentes. En caso de que un Convenio de Interconexión establezca criterios para definir los precios para intercambios fuera de contratos, serán de aplicación para el pago de la importación Spot y la remuneración de la exportación Spot, los precios y condiciones que resultan de dicho Convenio de Interconexión.

TITULO II. CALCULO DEL PRECIO SPOT

Artículo 327º. El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en ese nodo, dentro de los Criterios de

Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece este reglamento, a menos que el cálculo resultante exceda de 250 US$/MWh, en cuyo caso el Precio Spot de la energía será igual a 250 US$/MWh. Las centrales de generación cuyo costo variable sea superior a dicho valor, que resulten despachadas y vendiendo en el mercado spot, recibirán como remuneración su costo variable para el despacho, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 331 del presente Reglamento.

Nota: Art. 327 modificado por el art. 2º del Decreto Nº 121/007

Artículo 328º. En los casos en que surja una condición de racionamiento programado o falta de reserva (riesgo de racionamiento), el Precio Spot quedará definido por el costo de la primera y menos costosa de las Unidades Falla que resulte requerida por el despacho, a menos que el mismo exceda de 250 US$ por MWh, en cuyo caso el Precio Spot será igual a 250 US$ por MWh.

Nota: Art. 328 modificado por el art. 3º del Decreto Nº 121/007

Artículo 329º. Toda la energía comprada o vendida en el Mercado Spot se valorizará al correspondiente Precio Spot de la energía, con las excepciones que establece este Reglamento para la importación y exportación Spot y las compensaciones que se establecen para la Generación Forzada.

Artículo 330º. Al realizar el predespacho del día siguiente, el DNC debe calcular e informar los precios Spot previstos, con el propósito de suministrar información indicativa que permita a los Participantes ajustar a la realidad prevista, su oferta o demanda real del día siguiente.

Junto con el posdespacho, la ADME calculará e informará a los Participantes los Precios Spot.

Artículo 331º. Si en la operación el DNC requiere a una generación por despacho (generación requerida no forzada por restricciones), y el Precio Spot de la energía en el nodo de dicha generación resulta menor que el costo variable para el despacho de dicha generación, se la remunerará como Generación Forzada y el sobrecosto se asignará al servicio auxiliar de seguimiento de demanda.

TITULO III. IMPORTACION SPOT

Artículo 332º. De resultar aceptada una importación Spot, su remuneración de mercado se calculará valorizando la energía al Precio Spot en el nodo de importación menos los cargos variables que correspondan en el MMEE.

De existir Condición de Integración Spot con el mercado de un país interconectado, el precio de importación Spot del MMEE será el Precio Spot en el nodo importador más los cargos variables que correspondan a la operación en el MMEE. De lo contrario, será el precio ofertado por el otro mercado en la interconexión internacional más los cargos variables que correspondan a la operación en el MMEE.

Artículo 333º. La remuneración real de la importación Spot se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) La ADME asignará como remuneración Spot según el MMEE a la remuneración de mercado, salvo que no exista una Condición de Integración Spot, en cuyo caso la energía será valorizada al correspondiente costo variable para el despacho de la importación Spot menos los cargos variables que correspondan en el MMEE.

b) De existir un Convenio de Interconexión para el nodo importador, en el que se establezca un criterio de precios para la importación Spot distinto a la remuneración Spot según el MMEE, calculada según el literal anterior, prevalecerá el Convenio, y la importación Spot será remunerada según resulte del mismo. En todo otro caso, la importación Spot recibirá la remuneración Spot según el MMEE.

Las diferencias que resulten entre la remuneración real de la importación Spot y la remuneración Spot según el MMEE se asignarán al servicio auxiliar de seguimiento de demanda, de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

TITULO IV. EXPORTACION SPOT

Artículo 334º. Junto con el predespacho y cada redespacho, el DNC calculará el precio mínimo de exportación Spot con el precio Spot previsto en el nodo de exportación (considerando la demanda total suma de la demanda nacional más la exportación), más los cargos que se le aplican en el MMEE. En caso de que estos cargos sean estimados, el DNC podrá agregar un margen de precio. El precio de las ofertas de exportación que fije el Exportador Spot deberá ser mayor o igual al Precio Mínimo de Exportación Spot determinado por ADME de acuerdo a lo establecido en el artículo 326.

Nota: Frase final modificada por el artículo 3º del Decreto Nº 217/015.

Cuando la exportación Spot sea remunerada por el país comprador, al precio Spot de su mercado, la oferta será valoriza al mínimo antes definido, y el cargo a pagar por el mercado del otro país se calculará valorizando la exportación Spot al precio Spot de dicho mercado en la interconexión internacional. Sin embargo, cuando por la regulación vigente en el otro país, dicha exportación Spot no resulte remunerada al correspondiente precio del Mercado Spot del otro país, el DNC ofertará un precio de exportación Spot superior al mínimo indicado, a los efectos de obtener la mayor remuneración que estime posible.

De existir un Convenio de Interconexión para el nodo exportador y resultar del mismo, criterios y precios de exportación Spot distintos a los indicados en este Reglamento, prevalecerá el convenio y la exportación Spot será ofertada y remunerada según resulte del mismo.

Con el predespacho y cada redespacho, ADME determinará los bloques de energía exportables, con detalle horario y su Precio Mínimo de Exportación.

El Exportador Spot deberá informar tanto a quien corresponda del país comprador como a ADME el precio de la oferta de exportación a los efectos de que ADME y el operador del sistema del país comprador dispongan de la información necesaria para coordinar el despacho

Nota: Dos párrafos precedentes inmediatos incorporados por el artículo 3º del Decreto Nº 217/015.

Cuando exista Condición de Integración Spot, las diferencias que resulten entre la remuneración real de la exportación Spot y la remuneración de la misma al precio Spot del MMEE serán asignadas al servicio auxiliar de seguimiento de demanda.

TITULO V. COMPRADORES Y VENDEDORES

Artículo 335º. La ADME calculará las transacciones en el Mercado Spot con el cierre entre la energía medida de generación, importación, exportación y consumo y los compromisos de energía en contratos. La energía se medirá con los registros del Sistema de Medición Comercial.

Artículo 336º. La energía que comercializa un Participante Productor se calcula como la energía que inyecta la generación propia o que comercializa por Acuerdos de Comercialización en el caso de un Comercializador, más la energía que compra por Contratos de Respaldo, tanto nacionales como de importación, menos la energía que vende por Contratos de Respaldo, tanto nacionales como de exportación.

Artículo 337º. Para cada hora, el Balance de Energía Horario para un Participante Productor es la diferencia entre la energía que comercializa menos la energía que vende por Contratos de Suministro.

El Balance de Energía Horario para un Participante Consumidor se calcula con la energía que compra por contratos menos la energía que retira de la red, para consumo propio en caso de un Gran Consumidor, o de terceros en caso de un Distribuidor o un Comercializador de Grandes Consumidores.

En el caso de un Comercializador que comercialice generación y Grandes Consumidores, su Balance de Energía Horario se calculará como la suma del balance como Participante Productor más el balance como Participante Consumidor.

En una hora, cada Participante que resulte con un Balance de Energía Horario positivo se considera vendedor en el Mercado Spot mientras que si resulta con Balance de Energía Horario negativo se lo considera comprador del faltante en el Mercado Spot.

Artículo 338º. En una hora con exportación Spot sin Condición de Integración Spot, la ADME deberá realizar el siguiente cálculo para el Balance de Energía Horario:

a) Realiza el despacho económico con la demanda nacional y de contratos de exportación. Con ello calcula los precios Spot del MMEE y la generación requerida sin exportación Spot.

b) Realiza el despacho económico con la demanda total, incluyendo la exportación total (por contratos y Spot) y calcula los precios Spot con exportación Spot. La generación requerida por exportación Spot se calcula como la diferencia entre la requerida en este despacho menos la generación requerida en el literal anterior.

c) Calcula el Balance de Energía horario de cada Participante Consumidor como la diferencia entre la energía que compra por contratos menos su consumo de energía, y lo valoriza al Precio Spot de la energía del MMEE calculado según el literal a).

d) Calcula la remuneración que corresponde a cada exportación Spot, con el precio que corresponda de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

e) Calcula el Balance de Energía horario de cada Participante Productor como la diferencia entre la generación que comercializa para la demanda considerada en el literal a) menos la energía que vende en contratos internos y contratos de exportación, y las valoriza al Precio Spot de la energía del MMEE.

f) Calcula las transacciones por Exportación Spot para cada Participante Productor como la diferencia entre la generación que comercializa con Exportación Spot de acuerdo al literal b), menos la que comercializa sin Exportación Spot de acuerdo al literal a), y las valoriza al costo variable declarado a ADME por cada Participante Productor. En caso de existir recursos de generación que con igual costo variable queden despachados para el mercado interno y para la exportación, se resolverá la indefinición respecto al destino de la energía asignando en forma proporcional la generación al mercado interno y a los destinos de exportación de dichos recursos.

Nota: Modificado por el artículo Art. 4º del Decreto Nº 217/015

g) Calcula el monto del Resultado de la Exportación Spot como la diferencia entre el monto total recibido por la Exportación Spot deducidos: la remuneración del Exportador Spot, los cargos por uso de red del Sistema Interconectado Nacional asociados a la Exportación Spot, los cargos por uso de las instalaciones de Interconexión Internacional, las tasas e impuestos que graven las actividades asociadas a la Exportación Spot, y la suma de las transacciones por Exportación Spot de cada Participante Productor, valorizadas al costo variable de cada unidad generadora asociada a la generación que en cada hora resultó despachada por ADME para suministrar la Exportación Spot.

   El monto del Resultado de la Exportación Spot se asignará a las Centrales en territorio nacional requeridas por el despacho realizado por ADME para el abastecimiento de la demanda nacional y para la Exportación Spot, en proporción a su generación.

   En el caso de Centrales que tengan comprometida energía en el mercado de contratos nacional, el resultado de la exportación aquí establecido se asignará a los titulares del derecho sobre la energía, en la cuotaparte que corresponda.

Nota: Modificado por el artículo Art. 4º del Decreto Nº 217/015

TITULO VI. RACIONAMIENTOS PROGRAMADOS

Artículo 339º. Para el cálculo de las transacciones Spot a cada contrato se asignará como energía contratada, la energía respaldada que se calculó para determinar el programa de racionamiento que corresponde a cada Participante Consumidor, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

SECCION XVII COSTOS MAYORISTAS PARA EL DISTRIBUIDOR

TITULO I. SISTEMA DE PRECIOS ESTABILIZADOS

Artículo 340º. El sistema de precios estabilizados definirá precios para cada Distribuidor para un período de vigencia de 6 (seis) meses. Los precios se definirán para los tres bloques horarios representativos (de Punta, de Valle y de Media), definidos en Anexo.

En una hora, el Distribuidor pagará por la energía que requiera del Mercado Spot el Precio Estabilizado para el bloque horario al que pertenece dicha hora.

Artículo 341º. El sistema de precios estabilizados se calculará semestralmente junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo e incluirá un precio por bloque horario para conjunto de uno o más meses.

Junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo, el DNC calculará para el siguiente período semestral de estabilización la compra Spot prevista para cada Distribuidor, de acuerdo a los escenarios definidos en dicha programación para importación, hidrología, disponibilidad térmica, de exportación, y de costos variables. Como resultado, determinará para cada Distribuidor series de energía Spot requerida y costo de compra Spot prevista mensual, para distinta probabilidad de ocurrencia y por bloque horario.

Con esta serie, el DNC determinará para cada Distribuidor, en cada mes y total del semestre, la energía Spot que se prevé comprar y el costo de compra Spot (en cada bloque horario y total), para distintas probabilidades hidrológicas, incluyendo como mínimo, condición media (probabilidad cincuenta por ciento), condición seca, condición extra seca y condición húmeda. Para cada condición, se calcularán los correspondientes precios estabilizados por bloque horario, mensual y semestral.

Artículo 342º. El DNC calculará el fondo requerido en cada mes del semestre para condición seca como la previsión de costo de compra Spot total del mes para dicha condición menos el de compra Spot para la condición media en dicho mes. El fondo requerido semestral para la condición seca será la suma del fondo requerido en cada mes.

Del mismo modo, el DNC calculará el fondo requerido en cada mes y total del semestre para la condición extra seca.

El DNC calculará el estado inicial previsto del Fondo de Estabilización al comienzo del siguiente período semestral de estabilización. Calculará, asimismo, el ajuste del fondo a transferir a tarifas de acuerdo al estado inicial previsto y el fondo requerido para condición seca y extra seca.

El procedimiento de cálculo se detalla en el Anexo XI.

Artículo 343º. De acuerdo al ajuste calculado, el DNC calculará para cada Distribuidor el costo de compra para distintas condiciones hidrológicas, incluyendo media, húmeda, seca y extra seca.

En cada condición, el ajuste del Fondo se distribuirá entre los tres bloques en forma proporcional al costo de compra Spot en cada uno. El DNC calculará los correspondientes precios estabilizados por bloque horario, mensual y semestral.

Artículo 344º. La ADME elaborará un informe de Precios Estabilizados con los resultados del estudio y programación, costos Spot previstos, estado inicial del Fondo, precios estabilizados para cada condición y requerimiento del fondo ante distintas condiciones, mensual y semestral.

El informe preliminar se enviará a los Participantes del Mercado, para sus observaciones. Con las observaciones de los Participantes del Mercado, la ADME elaborará la versión final del informe y lo enviará al Regulador.

El Regulador evaluará el estudio y aprobará el sistema de precios estabilizados para las cuatro condiciones indicadas. Se propondrá como precio estabilizado inicial el correspondiente a la condición de media, salvo que existan pronósticos de baja hidrología en que podrá proponer el de condición seca.

En tanto no se apruebe el nuevo sistema de precios estabilizados, se continuará utilizando los precios estabilizados vigentes.

Artículo 345º. En cada actualización del costo de compra mayorista, se trasladará el precio de nodo para la energía, a las tarifas reguladas del Distribuidor, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Distribución.

TITULO II. FONDO DE ESTABILIZACION

Artículo 346º. El objeto del Fondo de Estabilización es absorber las diferencias, en más y en menos, entre el monto a pagar por el Distribuidor al comprar Spot a Precios Estabilizados y la remuneración que corresponde a los Participantes del Mercado por sus ventas Spot valorizadas al Precio Spot horario.

Cada Distribuidor tendrá un Fondo de Estabilización y será el responsable de seleccionar el Banco donde depositar el Fondo y de su financiamiento ante faltantes.

Artículo 347º. La ADME será la responsable de realizar el seguimiento de la evolución del Fondo. Al establecer el precio estabilizado se reconocerá al Distribuidor el costo financiero que corresponda, considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución.

Artículo 348º. La ADME calculará para cada Distribuidor el desvío horario por estabilización como su energía horaria comprada en el Mercado Spot valorizada a la diferencia entre el precio estabilizado y el Precio Spot nodal de la energía.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el saldo mensual de estabilización totalizando los desvíos horarios del mes, con su signo. En cada mes con saldo positivo, la ADME instruirá al Banco de Servicio de Cobranza a transferir dicho saldo al Fondo de Estabilización como si correspondiera a un acreedor más del mes. En cada mes con saldo negativo, la ADME instruirá al Banco donde está depositado el Fondo de Estabilización, a transferir el saldo faltante a la Cuenta MMEE del Banco del Servicio de Cobranza.

En el informe de Programación Estacional de Largo Plazo, la ADME incluirá la información de evolución del Fondo en el semestre así como el estado previsto del Fondo al inicio del siguiente semestre. Junto con cada informe mensual del MMEE, la ADME informará la evolución del Fondo en los meses transcurridos del período semestral de estabilización y evolución prevista para los meses restantes.

Artículo 349º. La condición del fondo será función de su capacidad para absorber las variaciones del costo de compra Spot real del Distribuidor sin que resulte faltante en el mismo. Antes del comienzo de cada mes, la ADME calculará el estado previsto en el fondo al inicio del siguiente mes y el requerimiento para condición seca y extra seca para los meses restantes del período de estabilización, de acuerdo a los resultados del informe de Precios Estabilizados. Se considera que el Fondo está en una condición de reserva insuficiente si no es capaz de absorber el desvío del costo de compra ante una condición seca. Se considera que el Fondo está en una condición de reservas excedentes si es mayor que el requerido para absorber la condición extra seca.

La ADME elaborará y enviará al Regulador un informe de seguimiento del sistema de estabilización, indicando evolución de Precio Spot y compra del Distribuidor, evolución del fondo y riesgo futuro en función de la condición en que se encuentre el Fondo, así como una propuesta de precio estabilizado a adoptar.

El Regulador analizará el informe y, con el objeto de amortiguar el impacto tarifario al inicio del siguiente semestre, podrá proponer al Poder Ejecutivo modificar la condición a considerar para el precio estabilizado del Distribuidor.

TITULO III. COSTOS MAYORISTAS PREVISTOS PARA UN DISTRIBUIDOR

Artículo 350º. Junto con la Programación Estacional de Largo Plazo, el DNC calculará para cada Distribuidor la compra prevista de energía como:

a) La energía mensual que se prevé comprar de cada Contrato o Convenio Interno a trasladar a tarifas.
b) La energía Spot que se prevé comprar.

c) El monto por ventas previstas de energía en el Mercado Spot.

d) Los sobrecostos previstos (sobrecosto de energía) por Generación Forzada, exceptuando Generación Forzada por Control de Tensión por restricciones en su red.

e) La suma de los cargos previstos por Servicios Auxiliares.

Artículo 351º. El DNC calculará también la compra prevista de Garantía de Suministro (Potencia Firme) de cada Distribuidor como:

a) la Potencia Firme a comprar de cada Contrato o Convenio Interno o del Servicio de Reserva Nacional a trasladar a tarifas;

b) el saldo neto mensual previsto del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

TITULO IV. COSTOS MAYORISTAS REALES PARA UN DISTRIBUIDOR

Artículo 352º. Al finalizar cada mes, junto con el informe mensual del MMEE, el DNC calculará los costos de compra mayoristas reales de cada Distribuidor con la misma metodología que la establecida para calcular los costos previstos.

SECCION XVIII SISTEMA DE LIQUIDACION Y COBRANZA

TITULO I. SISTEMA DE LIQUIDACION

Artículo 353º. El sistema de liquidación del Mercado incluye:

a) El sistema de mediciones comerciales.

b) El sistema de comunicación y recolección de la información asociado.

c) El sistema de organización, validación y mantenimiento de las Bases de Datos Comerciales.

d) El sistema de software de transacciones económicas y acceso a las Bases de Datos Comerciales.

TITULO II. SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL

Artículo 354º. El Sistema de Medición Comercial se utilizará para las transacciones de energía en cada nodo en que se inyecta o retira energía de la red.

La implementación y costo del Sistema de Medición Comercial será a cargo de los Participantes del Mercado.

Artículo 355º. El DNC tendrá la responsabilidad de verificar que el Sistema de Medición Comercial funcione correctamente. Cuando por cualquier causa la ADME no cuente con alguna información comercial proveniente del Sistema de Medición Comercial existente, debe completarla de acuerdo a los criterios y procedimientos para completar datos faltantes ante fallas o errores en el sistema de mediciones comerciales, que se establecerán en la normativa sobre el Sistema de Medición Comercial a dictarse por el Regulador.

Los Participantes del mercado podrán reclamar fundadamente a la ADME sobre los valores asumidos ante errores o medición faltante, debiendo demostrar fehacientemente que el valor asumido es incorrecto.

Artículo 356º. La normativa referida en el artículo anterior definirá los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados, así como desarrollará en detalle los procedimientos a través de los cuales la ADME certificará la habilitación de los puntos de medición y supervisará el cumplimiento de los requisitos definidos, todo ello previa realización de auditorías técnicas.

TITULO III. BASES DE DATOS COMERCIALES

Artículo 357º. La ADME tendrá la responsabilidad de recopilar, verificar, organizar y mantener las Bases de Datos con la información requerida para la administración del MMEE. De existir datos faltantes, la ADME es la responsable de completarlos, de acuerdo a los criterios que establece el Anexo Sistema de Medición Comercial. La ADME deberá incluir en sus informes

las condiciones registradas de datos faltantes, identificando los Participantes responsables del incumplimiento. El Participante causante de un dato faltante no podrá reclamar sobre los datos asumidos por la ADME.

Artículo 358º. La ADME debe organizar y mantener la Base de Datos con la Información Comercial del Mercado con acceso abierto a los Participantes.

Dicha información debe incluir como mínimo:

a) Precios y resultados de la operación en el Mercado Spot
b) Precios y resultados del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.
c) Precios resultantes de la licitación de Reserva Anual y Reserva Nacional.
d) Costos, cargos y remuneraciones por Servicios Auxiliares.
e) Información Básica del Mercado de Contratos.

A los efectos de facilitar la toma de decisiones y garantizar la transparencia de los mercados que administra la ADME, ésta deberá informar al Regulador y a los Participantes del mercado los precios del Mercado Spot previstos en el predespacho y en cada redespacho.

TITULO IV. TRANSACCIONES ECONOMICAS

Artículo 359º. Las transacciones económicas se realizarán con periodicidad mensual.

Artículo 360º. Las transacciones económicas a calcular por la ADME incluirán las transacciones en el Mercado Spot, en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y transacciones por Servicios auxiliares, cargos de trasmisión de los usuarios y remuneración de las empresas de trasmisión, y la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

Al finalizar cada mes, la ADME calculará el resultado de cada Participante para cada mercado o servicio y total neto mensual, de acuerdo a lo siguiente:

a) El resultado mensual neto de las transacciones en el Mercado Spot.
b) En caso de haberse programado racionamientos, los cargos y compensaciones que correspondan.
c) El resultado del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.
d) La remuneración o cargos a pagar por Servicios Auxiliares y Servicio de Reserva Nacional.
e) La Tasa del Despacho Nacional de Cargas.
f) El resultado de reliquidaciones por reclamos, de existir.
g) El resultado neto total, con la suma de los resultados netos anteriores con su signo (positivo corresponde a acreedor y negativo a deudor).
h) Los cargos de trasmisión a pagar por cada usuario.
i) El ingreso mensual de cada empresa de trasmisión, suma de los cargos pagados por sus usuarios.

Para una empresa que actúe como Participante Productor y como Participante Consumidor, como en el caso de UTE o un Comercializador de Grandes Consumidores y de generación, se calculará la suma de su resultado neto como Productor más su resultado neto como Consumidor.

Artículo 361º. Un Participante es deudor del MMEE si el resultado neto mensual de sus transacciones es negativo. Por el contrario, es acreedor del MMEE si ese resultado neto mensual es positivo.

Las transacciones económicas del MMEE son entre deudores y acreedores, donde todos los Participantes con resultado negativo son compradores y deudores de todos los Participantes acreedores, que son considerados vendedores, resultando una distribución proporcional de todas las ventas entre todos los compradores.

TITULO V. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS

Artículo 362º. La liquidación que realiza la ADME se remitirá al Regulador y a los Participantes en un Documento de Transacciones Económicas. El Documento de Transacciones Económicas incluirá para cada transacción el saldo de cada Participante y para cada Participante el saldo neto de todas sus transacciones

Antes del quinto día hábil de cada mes, la ADME deberá formular la liquidación del MMEE y comunicar a los Participantes del Mercado el Documento de Transacciones Económicas, que incluirá los resultados de la liquidación y la descripción de la información base que la sustenta.

TITULO VI. RECLAMOS AL DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS

Artículo 363º. Dentro de los quince días hábiles de recibido el Documento de Transacciones Económicas, los Participantes del Mercado podrán presentar reclamos a los resultados del sistema de liquidaciones y Documento de Transacciones Económicas. Dichos reclamos deben estar fundamentados en el Reglamento y sus Anexos. Un reclamo de un Participante del Mercado debe identificar y justificar la liquidación que considera es correcta según el Reglamento. Transcurrido el plazo indicado, los Participantes del Mercado no podrán presentar más reclamos al Documento de Transacciones Económicas.

Dentro de un plazo de quince días hábiles de recibido un reclamo al Documento de Transacciones Económicas, la ADME deberá notificar su respuesta, indicando el ajuste que corresponde a la liquidación o el rechazo con la correspondiente fundamentación. Si el Participante considera que la respuesta del DNC no es satisfactoria, podrá solicitar su elevación al Directorio.

En tanto un reclamo no es resuelto, el Participante del mercado está obligado a pagar y sólo tiene derecho a cobrar lo que resulta del sistema de liquidaciones.

Una vez que un reclamo es resuelto y de ello resulta necesario ajustar una o más liquidaciones ya realizadas, la ADME deberá incluir la reliquidación a más tardar en las transacciones económicas del mes siguiente al que fue resuelto el reclamo, salvo motivo debidamente justificado en que la ADME deberá acordar con los Participantes del mercado, el plazo en que se debe completar la reliquidación.

TITULO VII. SERVICIO DE COBRANZA

Artículo 364º. La ADME deberá emitir a cada Participante del mercado que resulta deudor en el mismo, una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor, de acuerdo a lo que resulta del Documento de Transacciones Económicas, que actuará como memoria de cálculo del importe deudor. La ADME emitirá la mencionada nota o factura por cuenta y orden de los acreedores del mercado, de forma tal que la ADME no es titular del crédito sino que solamente gestiona la deuda.

Al mismo tiempo, la ADME debe emitir a cada Participante del mercado acreedor una nota de crédito por el resultado neto de sus transacciones, de acuerdo a los resultados del Documento de Transacciones Económicas. La ADME calculará además su factor de proporcionalidad de cobro dividiendo su saldo acreedor por el saldo acreedor total del mercado.

Artículo 365º. La ADME implementará un sistema de cobranzas de las transacciones fuera de contratos y servicios que administrará mediante un Banco de primera línea designado al efecto, denominado Banco de Servicio de Cobranza. Como parte de esta función, el Banco realizará el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones de pago y administrará el sistema de garantías para cubrimiento, parcial o total, de la deuda.

Los Participantes, la ADME y los mercados de otros países que realicen operaciones Spot deberán tener una cuenta en el Banco de Servicio de Cobranza.

El Banco de Servicio de Cobranza recibirá el mandato para realizar las transferencias entre cuentas y, ante falta de pago, ejecutar las garantías.

Artículo 366º. La cobranza se realizará a través de una cuenta denominada Cuenta MMEE en el Banco. Cada deudor debe depositar en la Cuenta MMEE el monto de la factura o nota de débito que le remite la ADME dentro del plazo previsto para ello.

La ADME debe dar instrucciones al Banco de Servicio de Cobranza para que todo monto que ingresa a la Cuenta MMEE, sea transferido a las cuentas de cada acreedor, según el factor de proporcionalidad de cobro informado en el Documento de Transacciones Económicas y que la ADME informará al Banco de Servicio de Cobranza. En particular, la ADME será considerada un acreedor por el monto correspondiente a la suma de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que corresponde a cada Participante.

TITULO VIII. SISTEMA DE GARANTIAS

Artículo 367º. Como respaldo de las transacciones en los mercados y servicios que administra la ADME, se establecerá un sistema de garantías para los Participantes. Cada Participante, para ser autorizado como tal, deberá constituir una garantía a través de un depósito de garantía, en efectivo o carta de crédito o aval bancario de un Banco de primera línea, cuyas características y montos resultarán de normas a dictar por el Regulador.

Artículo 368º. Para cada Participante Consumidor, la energía que requiere garantía se medirá con el consumo que se prevé comprar en el Mercado Spot, o sea el consumo previsto no cubierto por los contratos previstos vigentes, o por generación comercializada en el caso de un Comercializador, o por Convenios Internos de UTE.

Al solicitar su habilitación como Participante Consumidor, la ADME calculará su compra Spot prevista para cada uno de los siguientes seis meses a partir de la fecha del ingreso requerido. La garantía se calculará como la suma de los dos meses con mayor compra Spot.

El requerimiento de garantía se actualizará al comienzo de cada año con la demanda prevista y contratos vigentes previstos, y durante el año con el inicio de nuevos contratos (no previstos) o caída de contratos previstos vigentes. En cada caso, la ADME calculará la compra Spot prevista para el Participante Consumidor en cada uno de los siguientes 12 (doce) meses. La garantía se calculará como la suma de los 2 (dos) meses con mayor compra Spot.

Artículo 369º. Para cada Participante Productor, la energía que requiere garantía se medirá como aquella que se prevé que compre en el Mercado Spot para el saldo de las diferencias entre la energía comprometida en Contratos o Convenios de Suministro y la que se espere resulte despachada para el mismo.

Al solicitar su habilitación como Participante Productor, la ADME calculará su compra prevista para cada uno de los siguientes seis meses a partir de la fecha de ingreso. La garantía se calculará como la suma de los dos meses con mayor compra prevista de energía spot. El requerimiento de garantía se actualizará al comienzo de cada programación semestral y durante la misma con el inicio de nuevos contratos, o por situaciones de indisponibilidad de las unidades comprometidas en contratos por el Participante, así como en cualquier reprogramación estacional. Sin perjuicio de las sanciones previstas en el artículo siguiente, la falta de pago de un Participante Productor determinará la suspensión de la ejecución de sus contratos en el MMEE. Durante esta suspensión, que no podrá exceder los 2 (dos) meses, el Participante Productor se considerará vendiendo su energía en el Mercado Spot, y su contraparte en el contrato tendrá el derecho de adquirir la energía correspondiente en ese mercado, independientemente de las penalidades o derechos a reclamaciones por daños y perjuicios que establezca el contrato. Transcurrido ese plazo, el Participante Productor perderá su habilitación como participante del MMEE.

TITULO IX. MORA Y FALTA DE PAGO

Artículo 370º. El pago por concepto de transacciones en el Mercado Spot, fuera de los plazos establecidos, será causal de intereses por mora. El interés a aplicar será la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución más 3 (tres) puntos porcentuales. Los incumplimientos reiterados de pago, la falta de depósito de la garantía requerida, o el no

reintegro de la garantía luego de su uso para cubrir deudas serán causales de pérdida de la habilitación como Participante del mercado.

REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ANEXOS

ANEXO I INFORMACIÓN OPERATIVA PARA LA PROGRAMACIÓN, EL DESPACHO Y LA OPERACIÓN

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Anexo establece los procedimientos y plazos para el intercambio de la información requerida para la programación de la operación, el despacho y la operación en tiempo real, entre el DNC, los Agentes o el Comercializador que los comercializa y los Agentes Trasmisores.

Artículo 2. Toda referencia a un Agente en este Anexo se aplica también a su Comercializador cuando un Agente delega en un Comercializador su participación comercial en el MMEE y también el intercambio de información técnica y operativa con el DNC.

TÍTULO II. PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

Artículo 3. Para la coordinación de los mantenimientos, los plazos para el suministro de información serán los indicados en el Anexo: "Mantenimientos".

Artículo 4. Salvo en lo que hace a mantenimientos, la información requerida para la Programación Estacional de Largo Plazo deberá ser entregada por cada Agente o su Comercializador al DNC dentro de los plazos que éste establezca, que no podrán ser mayores que dos meses antes del comienzo del período semestral a programar.

Artículo 5. La información técnica para la Programación Semanal deberá ser suministrada por cada Participante al DNC antes de la hora 13 del penúltimo día hábil de la semana anterior.

Artículo 6. La información requerida para el predespacho diario deberá ser suministrada por cada Participante al DNC todos los días hábiles antes de la hora 10. De ser el día siguiente un día hábil, se deberá suministrar la información para dicho día hábil. Para el caso en que el día siguiente sea feriado, se deberá suministrar la información para cada día hasta el primer día hábil siguiente inclusive.

Artículo 7. Antes de la hora 18 de cada día hábil, el DNC deberá informar a los Participantes los resultados del posdespacho del día anterior. Cuando el día anterior fue feriado, deberá suministrar también los resultados de todos los días anteriores hasta el último día hábil anterior inclusive.

Artículo 8. Los plazos definidos en el presente Anexo podrán ser redefinidos por el DNC con la aprobación del Directorio de la ADME. En dicho caso los plazos así redefinidos deberán ser incorporados a los Anexos del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica e informados a todos los Participantes.

TÍTULO III. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO

CAPÍTULO I. AGENTE O PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 9. La información sobre indisponibilidad prevista por Mantenimientos Mayores se tomará del Programa Anual de Mantenimiento vigente.

Artículo 10. Cada Agente Productor o el Comercializador que lo comercializa suministrará sus previsiones de disponibilidad y restricciones que afectan su operación y despacho para los subsiguientes cinco años, debiendo aportar la siguiente información:

Para cada unidad y Grupo a Despachar (GD):

- Restricciones a su mínimo técnico y/o capacidad máxima de generación;

- Indisponibilidad programada prevista;
- Tasa de indisponibilidad forzada prevista.

Para las centrales hidroeléctricas:

- Previsión de cota en el embalse al comienzo del período;
- Caudales afluentes previstos a los embalses, en las semanas previas al inicio de la programación de la operación a realizar, para considerar la condición hidrológica;
- Pronósticos de afluentes, de existir, o pronóstico de clase hidrológica esperada, junto con la documentación o información que lo fundamenta;
- Compromisos y restricciones aguas abajo que afectan su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, caudal mínimo aguas abajo, etc.);
- Cualquier observación que sea relevante sobre posibles desvíos en sus restricciones o afluentes previstos.

Para unidades generadoras térmicas:

- Capacidad de almacenamiento y restricciones previstas a disponibilidad de combustibles, de existir;
- Limitaciones a la potencia máxima neta que puede inyectar a la red;
- Cualquier observación que sea relevante sobre posibles desvíos en su disponibilidad prevista.

Para Autoproductores:

- Rango de potencia que prevé ofertar;
- Los excedentes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como oferta al Mercado.

CAPÍTULO II. AGENTE O PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 11. Cada Agente Consumidor o el Comercializador que lo comercializa suministrará sus proyecciones para los meses restantes del año y estimaciones preliminares para los subsiguientes 5 (cinco) años, debiendo aportar la siguiente información:

- Hipótesis consideradas para cada proyección de demanda y caso al que corresponden (demanda más probable, demanda alta, demanda baja);
- Consumo de energía y demanda máxima previstos, en períodos mensuales, semanales y diarios, bajo diferentes hipótesis, a nivel de conexión a la red.
- Adiciones de cargas, indicando fecha de ingreso, tipo, energía y potencia a demandar, curvas de carga típicas.
- Características de curvas de carga típica por nodo de compra.
- Demanda de punta.
- Para un Autogenerador, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como demanda.
- Cualquier observación que considere relevante sobre posibles desvíos en los valores suministrados.

CAPÍTULO III. AGENTE TRASMISOR

Artículo 12. La información sobre indisponibilidad prevista por Mantenimientos Mayores se tomará del Programa Anual de Mantenimiento vigente.

Artículo 13. Cada Agente Trasmisor suministrará la indisponibilidad prevista para los meses restantes del año y estimaciones preliminares para los subsiguientes 5 (cinco) años, debiendo aportar la siguiente información:

- Tasa de indisponibilidad forzada prevista para cada vínculo;
- Restricciones previstas que pueden limitar la capacidad de trasmisión.

TÍTULO IV. PROGRAMACIÓN SEMANAL

CAPÍTULO I. AGENTE O PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 14. Cada Agente Productor o el Comercializador que lo comercializa suministrará sus previsiones de disponibilidad y restricciones que afectan su operación y despacho para los siguientes 6 (seis) meses, debiendo aportar la siguiente información:

Para cada unidad y grupo a despachar (GD):

- Potencia máxima disponible (neta inyectada), indicando restricciones operativas e indisponibilidades previstas que afecten su máxima generación y/o limiten su despacho;
- Restricciones a su potencia mínima;
- Indisponibilidad prevista, programada y forzada.
- Para unidades generadoras térmicas: restricciones previstas a disponibilidad de combustibles.
- Para las centrales hidroeléctricas:
- La cota inicial prevista de los embalses;
- Caudales afluentes registrados en la última semana;
- Pronósticos de afluentes para las siguientes semanas, de existir;
- Restricciones aguas abajo que afecten su despacho;
- Previsión de vertimientos debidos al control de crecidas en las primeras dos semanas.

Para un Autoproductor, los excedentes de energía previstos, y que se considerarán en la programación como generación disponible para el Mercado.

CAPÍTULO II. AGENTE O PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 15. Cada Agente Consumidor o el Comercializador que lo comercializa suministrará sus previsiones para los siguientes 6 (seis) meses, debiendo aportar la siguiente información:

- Previsiones de demanda de energía diaria;
- Curva de demanda horaria prevista;
- Hipótesis consideradas;
- Cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados;

Para un Autogenerador, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán para la programación como demanda.

CAPÍTULO III. AGENTE TRASMISOR

Artículo 16. Cada Agente Trasmisor suministrará, para los siguientes 6 (seis) meses, la información sobre indisponibilidades y restricciones previstas para cada vínculo y equipamiento.

TÍTULO V. PREDESPACHO

CAPÍTULO I. CRITERIO GENERAL

Artículo 17. Al realizar el predespacho o redespacho, el DNC no programará paradas o arranques de una unidad cuya duración sea menor que 60 (sesenta) minutos.

CAPÍTULO II. AGENTE O PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 18. Cada Agente Productor o su Comercializador suministrará, para los días restantes de la semana, la siguiente información relativa a modificaciones en las restricciones operativas o indisponibilidades informadas en la Programación Semanal:

Para unidades generadoras térmicas:

- restricciones previstas a disponibilidad de combustibles.

Para las centrales hidroeléctricas:

- la cota inicial prevista de los embalses;
- ajuste a pronósticos de caudales afluentes;
- modificaciones en las restricciones aguas abajo que afectan su despacho respecto de las informadas en la Programación Semanal;
- plan de vertimientos debidos a control de crecidas, incluyendo el plan de aperturas de compuertas.

Para un Autoproductor

- generación que oferta al Mercado.

CAPÍTULO III. AGENTE O PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 19. Cada Agente Consumidor o el Comercializador que lo comercializa suministrará, para los días restantes de la semana, la siguiente información:

- Curva de demanda horaria prevista;
- Cualquier observación que considere relevante sobre posibles desviaciones en los valores suministrados.

Para un Autogenerador, los faltantes de energía previstos, y que se considerarán en el estudio como demanda que se requiere del Mercado.

CAPÍTULO IV. AGENTE TRASMISOR

Artículo 20. Cada Agente Trasmisor suministrará, para los días restantes de la semana, información sobre modificación en las restricciones y/o indisponibilidades informadas en la Programación Semanal.

TÍTULO VI. POSDESPACHO

Artículo 21. Dentro de los plazos establecidos para el envío de la información del posdespacho, el DNC debe enviar a los Participantes y Agentes Trasmisores los resultados técnicos de la operación, indicando:

- Generación realizada por Grupo a Despachar (GD) y por Participante Productor;
- Demanda registrada, y en caso de demanda flexible o Reserva Fría en consumo, reducción voluntaria realizada, por Agente y por Participante Consumidor;
- Condiciones de Generación Forzada, indicando el motivo, energía, sobrecosto y responsable de su pago;
- Condiciones de vertimiento, de existir;
- Energía no suministrada por racionamientos programados, de existir;
- Intercambios en interconexiones internacionales;
- Energía no suministrada por fallas o condiciones no previstas, de existir;

- Contingencias.

ANEXO II INFORMACIÓN COMERCIAL

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Anexo establece los procedimientos y plazos para el intercambio entre el DNC, los Agentes o el Comercializador que los comercializa, de la información requerida para la administración comercial del Mercado Spot y su interacción con contratos, la administración comercial de servicios y procesos de ofertas asociados, los costos variables y ofertas para el Despacho Económico.

Artículo 2. Toda referencia a un Agente en este Anexo se aplica también a su Comercializador cuando un Agente delega en su Comercializador su participación comercial en el MMEE y también el intercambio de información comercial con la ADME.

TÍTULO II. DATOS BÁSICOS

Artículo 3. Para ingresar como Participante, se deberá presentar a la ADME una solicitud con una anticipación no menor a 1 (un) mes a la fecha requerida de ingreso al MMEE.

Junto con la solicitud se deberá suministrar a la ADME la información comercial indicada en el Anexo "Ingreso Como Participante del Mercado".

La información deberá ser entregada a la ADME, en medio magnético e impresa.

Artículo 4. El Participante deberá informar a la ADME cada vez que se modifiquen los datos básicos comerciales. Los datos de costos térmicos se podrán modificar con la periodicidad y en las condiciones que se indica en el Anexo del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica: "Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos".

TÍTULO III. INFORMACIÓN COMERCIAL DE OTROS PAÍSES

Artículo 5. Las ofertas al Mercado Spot provenientes de otros países sólo podrán ser realizadas de acuerdo al siguiente procedimiento:

- De existir en dicho país un Mercado Mayorista en operación, a través del organismo responsable de la administración del Mercado Spot;
- De no existir en dicho país un Mercado Mayorista en operación, a través del organismo responsable de la operación y despacho del sistema.

Artículo 6. El DNC acordará con dicho organismo los procedimientos de detalle para la coordinación de las operaciones Spot. Estos procedimientos de detalle se incluirán, una vez acordados, como un Procedimiento Técnico del DNC, que contendrá como mínimo plazos y modos para el suministro de ofertas al Mercado Spot y para acordar y ajustar importación y exportación Spot.

Artículo 7. Cada oferente informará el precio y la cantidad de potencia máxima ofertada a este precio. Opcionalmente la oferta también podrá indicar una limitación a la energía máxima diaria o semanal a entregar a ese precio.

Artículo 8. Cada día, dentro de los plazos para el suministro de los datos para el predespacho, el organismo responsable del otro país informará al DNC la potencia disponible para cada oferta.

Artículo 9. El DNC acordará también con el organismo responsable de otro país, el intercambio de la información sobre Precios Spot previstos del otro país, necesaria para la Programación Estacional de Largo Plazo y para la Programación Semanal.

Artículo 10. En condición de déficit o emergencias, el DNC deberá requerir ofertas a los otros países, de existir excedentes, informando la condición de déficit previsto.

TÍTULO IV. PLAZOS

CAPÍTULO I. PLAZOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

Artículo 11. La información comercial para la Programación Estacional de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Económico deberá ser suministrada por cada Participante al DNC dentro de los mismos plazos que para el suministro de la información técnica correspondiente a la programación o despacho, de acuerdo a lo que se indica en el Anexo: "Información Operativa para la Programación, el Despacho y la Operación".

Artículo 12. Dentro de los plazos para el envío del posdespacho, el DNC deberá enviar a los Participantes los correspondientes resultados comerciales de los días anteriores, hasta el último día hábil anterior.

CAPÍTULO II. PLAZOS PARA RECLAMOS

Artículo 13. Los Participantes o Agentes sólo podrán presentar reclamos a los resultados comerciales de un día dentro de los plazos que establece el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TÍTULO V. INFORMACIÓN BÁSICA DEL MERCADO

DE CONTRATOS A TÉRMINO

Artículo 14. Para que la ADME autorice un contrato como perteneciente al Mercado de Contratos a Término, el Participante deberá suministrar la información denominada Información Básica del Contrato.

Artículo 15. Junto con la solicitud de autorización para que un contrato pertenezca al Mercado de Contratos a Término, el Participante debe suministrar a la ADME la Información Básica del Contrato en medio impreso y copia electrónica. La solicitud podrá incluir también cualquier otra información especial adicional que el Participante considere relevante para su administración comercial.

Artículo 16. La solicitud de autorización de un nuevo contrato o renovación de uno existente debe incluir la siguiente Información Básica del Contrato:

- Identificación del Participante o Comercializador que es la parte vendedora;
- Identificación del o los Participantes o Comercializadores que corresponden a la parte compradora, adjuntando una nota de cada comprador en que declara conocer y estar de acuerdo con la información presentada en la solicitud, firmada por su representante legal;
- Tipo de Contrato;
- Período de vigencia, condiciones de prórroga y de rescisión del contrato;
- Descripción de los compromisos de energía y Potencia Firme de Largo Plazo para la vigencia del contrato. Estos compromisos deben ser informados de modo que quede claramente establecido la energía horaria y la Potencia Firme mensual contratada para que el DNC pueda administrar el Mercado Spot y el Servicio Mensual de Garantía de Suministro, de acuerdo a los criterios definidos en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;
- Descripción de la Potencia Firme de Largo Plazo total contratada por el Participante Productor que resultará con este nuevo contrato, para verificar que el Agente vendedor no superará la máxima potencia que está autorizado contratar;
- Una declaración firmada por los representantes legales de cada parte en que declaran aceptar las disposiciones comerciales definidas en los Reglamentos, y el compromiso a notificar todo cambio, modificación o enmienda a la información suministrada sobre el contrato así como el cese, suspensión o resolución del contrato o su prórroga;
- Toda otra información que resulte relevante a la administración del contrato en el Mercado Spot y el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 17. Los Participantes comunicar toda modificación a la Información Básica del Contrato informada, indicando:

- Identificación del contrato;

  Nota de cada comprador en que declara conocer y estar de acuerdo con la información presentada en la solicitud de modificación, firmada por su representante legal;

- Modificaciones a la información básica;
- De modificarse los compromisos de Potencia Firme de Largo Plazo, descripción de la potencia total contratada que resultará con esta modificación, para verificar que el vendedor no superará la máxima potencia que está autorizado a contratar, de acuerdo a los criterios definidos en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TÍTULO VI. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO

CAPÍTULO I. PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 18. Los participantes Productores deberán informar:

- Condiciones de venta por contratos de exportación, incluyendo intercambios esperados;
- Condiciones de compra por contratos de importación, incluyendo intercambios esperados;
- Oferta de venta de excedentes de Potencia Firme al Servicio Mensual de Garantía de Suministro, con el precio ofertado para cada mes del semestre en caso de resultar con excedentes.

Para unidades generadoras térmicas, los datos para costos variables. Estos datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica: "Costos Variables y Costos de arranque térmicos":

Para Autoproductores, precios previstos de oferta de excedentes de energía.

CAPÍTULO II. PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 19. Los participantes Consumidores deberán informar:

Condiciones de compra por contratos de importación, incluyendo intercambios esperados.

Oferta de venta de excedentes de Potencia Firme al Servicio Mensual de Garantía de Suministro, con el precio ofertado para cada mes del semestre en caso de resultar con excedentes.

TÍTULO VII. PROGRAMACIÓN SEMANAL

CAPÍTULO I. PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 20. Los Participantes Productores deberán informar:

- Para unidades generadoras térmicas, modificación a los datos para costos variables, de existir, junto con el motivo que lo justifica;
- Ofertas de Reserva Fría, indicando:
- Identificación del Grupo a Despachar (GD)
- Capacidad máxima de generación ofertada;
- Tiempo máximo comprometido para arranque, sincronismo y alcanzar la carga máxima ofertada;
- Precio requerido expresado en unidad monetaria por MW/día en Reserva Fría disponible.

Para Autoproductores, precios previstos de oferta de excedentes de energía.

Condiciones de venta por contratos de exportación, incluyendo intercambios esperados.

Condiciones de compra por contratos de importación, incluyendo intercambios esperados.

CAPÍTULO II. PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 21. Los Participantes Consumidores deberán informar:

- Condiciones de compra por contratos de importación.
- Ofertas de Reserva Fría, indicando:
- Identificación del nodo de conexión;
- Porcentaje máximo de demanda ofertado como flexible en Reserva Fría;
- Tiempo máximo comprometido para reducir la demanda;
- Precio requerido expresado en unidad monetaria por MW/día en Reserva Fría disponible.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

Artículo 22. Junto con los resultados de la Programación Semanal, el DNC debe enviar a los Participantes las condiciones comerciales previstas para la semana siguiente, indicando:

- Precios de combustible y costos variables para el despacho en cada central;
- Valor del agua en cada embalse;
- Ofertas de otros países;
- Ofertas de exportación
- Precios horarios de energía previstos en el Mercado Spot.

Artículo 23. Junto con los resultados de la Programación Semanal de la primera semana de cada mes, el DNC debe enviar a los Participantes los resultados de Potencia Firme del mes anterior indicando:

- Precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro;
- Transacciones de Potencia Firme en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

TÍTULO VIII. PREDESPACHO

CAPÍTULO I. PARTICIPANTE PRODUCTOR

Artículo 24. Los participantes Productores deberán informar:

- Reserva rotante máxima ofertada para el Servicio de Reserva Operativa;
- Disponibilidad de potencia para Reserva Fría, de haber ofertado dicho servicio en la Programación Semanal, dentro de la potencia máxima indicada en dicha oferta;
- Para Autoproductores, precio al que oferta excedentes de energía;
- Ofertas de otro Mercado Mayorista en una interconexión internacional, indicando bloques horarios de energía con su precio;
- Precio y condiciones de venta en contratos de exportación, incluyendo intercambios esperados;
- Precio y condiciones de compra en contratos de importación, incluyendo intercambios esperados.

CAPÍTULO II. PARTICIPANTE CONSUMIDOR

Artículo 25. Los Participantes Consumidores deberán informar:

- Precio y condiciones de compra en contratos de importación, incluyendo intercambios esperados;
- Porcentaje de demanda para Reserva Fría, de haber ofertado dicho servicio en la Programación Semanal, dentro del porcentaje máximo indicado en dicha oferta.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

Artículo 26. Junto con los resultados del predespacho, el DNC debe enviar a los Participantes las condiciones comerciales previstas para el día siguiente, indicando:

- Ofertas de otros países y de Autoproductores;
- Precios horarios de energía previstos en el Mercado Spot;
- Ofertas de Reserva Fría;
- Asignación de servicios auxiliares que se remuneran.

TÍTULO IX. POSDESPACHO

Artículo 27. Dentro de los plazos establecidos para el envío de la información del posdespacho, el DNC debe enviar a los Participantes los resultados comerciales de la operación, indicando:

- Valores preliminares de los precios horarios de energía en el Mercado Spot, identificando la generación marginal;
- Cuando corresponda, precios para exportación spot;
- Cuando corresponda, precios para importación spot;
- Para cada condición de Generación Forzada, estimación preliminar de la compensación (sobrecosto) que corresponde al Grupo a Despachar (GD) e identificación del o los Participantes a los que se asignará su pago;
- Precios de la Reserva Fría;
- Remuneración y costo total de la Reserva Fría y de Reserva Operativa;
- Remuneración y costo diario del Servicio de Seguimiento de Demanda.

ANEXO III MANTENIMIENTOS

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Anexo establece los procedimientos de detalle y plazos para la coordinación y programación de mantenimientos, dentro de los principios, criterios y procedimientos generales que define el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Lo establecido aplica al DNC, los Agentes Productores o sus Comercializadores y los Agentes Trasmisores.

TÍTULO II. CRITERIO DE COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTO

DE LARGO PLAZO

Artículo 2. Para verificar los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de largo plazo, el DNC realizará un estudio con características similares al de la Programación Estacional de Largo Plazo definiendo, de ser necesario, posibles escenarios que tengan en cuenta:

- Aleatorios de demanda, tales como demanda media, demanda alta y demanda baja;
- Aleatorios de hidrología;
- Aleatorios de disponibilidad de generación y de Trasmisión.

Artículo 3. Para definir los escenarios anteriores, el DNC deberá utilizar:

- La información de generación y demanda de la Base de Datos de la Programación Estacional de largo plazo;
- Estimaciones de modelos propios de posibles desvíos en la demanda prevista;

- Posibles desvíos en la disponibilidad prevista por demoras o problemas en el ingreso de nuevo equipamiento o prolongación de mantenimientos o problemas detectados en el equipamiento;
- Desvíos en la importación o exportación prevista.

Artículo 4. Junto con la presentación a los Participantes de la propuesta de mantenimiento anual, el DNC debe incluir una descripción de los escenarios considerados y su justificación.

TÍTULO III. PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO (PAM)

Artículo 5. Antes del 1º de marzo y 1º de setiembre de cada año, cada Agente Productor o su Comercializador y cada Agente Trasmisor debe informar al DNC sus solicitudes de Mantenimientos Mayores para los doce meses a partir del comienzo del siguiente período semestral y un preliminar de los requerimientos de mantenimiento para los siguientes 36 (treinta y seis) meses.

La información debe ser suministrada por escrito y en formato electrónico.

Artículo 6. Dentro de los plazos indicados, cada Agente Productor o su Comercializador y cada Agente Trasmisor deberá suministrar para cada Mantenimiento Mayor programado la siguiente información:

- Identificación del Participante o Agente solicitante;
- Identificación del o los equipos que estarán indisponibles;
- Tipo de mantenimiento, motivo y objetivos del trabajo a realizar;
- Ensayos a realizarse que pueden afectar la confiabilidad o seguridad del sistema, de existir;
- Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento;
- Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);
- Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;
- Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, constancia del acuerdo con la otra empresa. En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;
- Observaciones que a juicio del Agente o Participante, se consideren relevantes y de interés, tales como motivos que dificultan cambiar las fechas solicitadas.

Artículo 7. Dentro de los mismos plazos, el DNC debe requerir de cada Participante Consumidor los ajustes que considere necesarios a sus proyecciones de demanda informadas para la última Programación Estacional de Largo Plazo.

Artículo 8. Antes del 10 de marzo y 10 de setiembre de cada año, el DNC deberá:

- realizar los estudios necesarios y elaborar su propuesta del PAM (versión preliminar del PAM) en etapas semanales y mensuales, que cumpla los Criterios de Coordinación de Mantenimientos, dando prioridad a los mantenimientos por garantías;
- enviar a cada Agente Productor o su Comercializador y cada Agente Trasmisor la propuesta del PAM (versión preliminar del PAM). El DNC adjuntará las modificaciones realizadas a las solicitudes y su justificación, fundamentadas en el Criterio de Coordinación de Mantenimiento, y la descripción y justificación de los escenarios considerados para su evaluación.

Artículo 9. Dentro de los 10 (diez) días hábiles siguientes al envío de la propuesta del PAM, el DNC coordinará una reunión del Grupo de Trabajo de Mantenimiento en que se buscará acordar el Programa Anual de Mantenimiento dentro de los Criterios de Coordinación de Mantenimiento.

Artículo 10. Antes del 5 de abril y 5 de octubre de cada año, el DNC informará a cada Participante Productor y Agente Trasmisor el PAM autorizado.

TÍTULO IV. SOLICITUD DE MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS Y PREVENTIVOS

Artículo 11. Junto con la información para la Programación Semanal o con una anticipación no inferior a 4 (cuatro) días hábiles, cada Agente Productor o su Comercializador y cada Agente Trasmisor enviará una solicitud escrita de mantenimiento al DNC, para mantenimientos previstos en el PAM o mantenimientos adicionales preventivos o correctivos.

La solicitud deberá incluir la siguiente información:

- Identificación del Agente Productor o su Comercializador o del Agente Trasmisor que solicita el mantenimiento;
- Fecha y hora de inicio y fin del mantenimiento;
- Tipo de mantenimiento y descripción de los trabajos a efectuar;
- Equipos que estarán indisponibles;
- Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad;
- Ensayos a realizar que pueden afectar la confiabilidad del sistema;
- Las maniobras que deberá realizar el DNC, para efectuar el trabajo;
- Estimación de las restricciones que resultan del mantenimiento (por ejemplo en la capacidad de generación o de trasmisión);
- Si el mantenimiento involucra equipos de otra empresa, la aprobación de dicha empresa.
- En el caso de Trasmisores, identificación de los Distribuidores y Grandes Consumidores, si los hubiere, que resultarán afectados;
- Nombre de la persona a cargo y firma del responsable del mantenimiento;
- Observaciones que considere relevante y de interés.

Artículo 12. El DNC podrá requerir modificaciones del período de mantenimiento solicitado, para acordar un Programa de Mantenimiento que cumpla los Criterios de Coordinación de Mantenimientos de corto plazo o, si el trabajo implica riesgo de disparos que provoquen desconexión de carga o la continuidad del servicio, ubicarlos fuera de los períodos de mayor demanda.

Artículo 13. El DNC, antes de transcurridas 48 (cuarenta y ocho) horas corridas de presentada la solicitud, deberá informar al Participante Productor o Agente Trasmisor, la autorización o rechazo de la solicitud de mantenimiento. En caso de rechazo, deberá informar el motivo que lo fundamenta.

TÍTULO V. EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

Artículo 14. La persona responsable identificada por el Agente Productor o su Comercializador o el Agente Trasmisor en su solicitud deberá requerir al DNC el inicio del mantenimiento.

Artículo 15. El DNC coordinará con el responsable la salida del o los equipos involucrados.

Artículo 16. El DNC sólo autorizará el comienzo del trabajo cuando el responsable le informe las medidas tomadas para asegurar que no pueda volver a energizarse, mediante algún medio que bloquee su operación.

Artículo 17. Durante el mantenimiento sólo se podrán realizar los trabajos informados. El Participante informará al DNC de la estimación, en función del grado de avance de los trabajos, del tiempo necesario para restituir al servicio el equipo afectado. En caso de ser necesarios otros trabajos, deberá solicitarse una autorización para los mismos.

Artículo 18. En caso de que como resultado del mantenimiento se modifique alguno de los datos suministrados en la información técnica del sistema, incluyendo los datos para estudios de redes, el Participante Productor o Agente Trasmisor deberá informarlo al DNC suministrando la nueva información.

Artículo 19. Si de dicha información o de la operación real, luego de finalizado el mantenimiento, surge que las condiciones de respuesta y características de operación del o los equipos involucrados son peores que las existentes previo al inicio del mantenimiento (tales como, cuando en una unidad o Grupo a Despachar, se produce reducción de su carga máxima o incremento de su carga mínima o una rampa de toma de carga más lenta, etc.), el período en mantenimiento será calificado como indisponibilidad forzada.

Artículo 20. Una vez finalizados los trabajos, la persona responsable identificada por el Participante Productor o Agente Trasmisor en su solicitud de mantenimiento deberán requerir al DNC poner el o los equipos nuevamente en operación o en disponibilidad según corresponda.

Para ello, se coordinará con el DNC un procedimiento de verificación, por ejemplo a través de la señalización de la posición de equipos y alarmas del Sistema de Supervisión y Control a Distancia (SCADA), sala de control y subestación, según corresponda. El equipo no será considerado por el DNC como liberado para la operación hasta que se finalicen las pruebas y verificaciones que sean necesarias.

ANEXO IV PROGRAMACION, OPTIMIZACIÓN Y DESPACHO

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Anexo establece las etapas, procedimientos y datos a utilizar para la optimización de embalses y cálculo del valor del agua, y las programaciones y el despacho definidos por el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TÍTULO II. DATOS A UTILIZAR

CAPÍTULO I. BASES DE DATOS

Artículo 2. Las programaciones se realizarán utilizando las Bases de Datos que organice el DNC con la información suministrada por los Participantes y Agentes, y las modificaciones realizadas a dicha información ante una situación de datos a verificar o datos faltantes.

CAPÍTULO II. ESCENARIOS A CONSIDERAR

Artículo 3. Se entiende por escenario a una condición de las variables aleatorias (hidrología, disponibilidad, demanda, etc.) que representa una hipótesis de cálculo (por ejemplo, hipótesis de demanda media, hipótesis hidrología seca, hipótesis de restricciones en la importación, etc.)

Artículo 4. En los estudios a realizar para la Programación Estacional de largo plazo y la Programación Semanal se deberán incluir para la variable hidrológica, suficientes escenarios como para que el resultado sea representativo de las hidrologías probables.

Artículo 5. La Programación Estacional de largo plazo se determinará con los siguientes escenarios:

- Escenario de demanda media. El DNC podrá incluir adicionalmente un análisis de sensibilidad para la condición de demanda alta y de demanda baja;
- Opcionalmente, se podrán incluir escenarios de variación en los precios de combustibles o de disponibilidad térmica o de importación o disponibilidad de gas.

Artículo 6. La Programación Semanal se determinará para el escenario de demanda media.

CAPÍTULO III. GENERACIÓN

Artículo 7. La generación se considerará de acuerdo con los siguientes criterios:

- Se incluirán los costos variables vigentes;

- Se tendrán en cuenta los mantenimientos e indisponibilidades previstos. Cada mantenimiento o indisponibilidad se podrá presentar de dos maneras:
- Definiendo la capacidad de generación que queda disponible al realizar el mantenimiento;
- Definiendo la capacidad de generación que se debe descontar al realizar el mantenimiento.

CAPÍTULO IV. DEMANDA

Artículo 8. La demanda se considerará de acuerdo con los siguientes criterios:

- La demanda de cada Participante se representará en bloques de energía. Cada bloque corresponde a una duración en horas y consumo en GWh.
- La demanda se deberá modelar en por lo menos 3 (tres) bloques por etapa semanal o mensual, según corresponda. Estos tres bloques corresponden a horas de punta, horas de valle y horas de media.

CAPÍTULO V. RED DE TRASMISIÓN

Artículo 9. La red de trasmisión se considerará de acuerdo con los siguientes criterios:

- Se modelará la red con el nivel de detalle que sea necesario y se tendrán en cuenta sus pérdidas.

Se identificará cada barra mediante:

- Nombre
- Carga conectada
- Generación conectada

Se identificará cada circuito (línea de trasmisión) mediante:

- Nombre
- Límites de flujo de potencia y límites a la inyección del sistema de trasmisión a un área.

CAPÍTULO VI. RESTRICCIONES

Artículo 10. Se incluirán las restricciones a la máxima capacidad trasmisible de las líneas y de Generación Forzada por Criterios de Desempeño Mínimo cuyo impacto pueda afectar los resultados de manera significativa.

TÍTULO III. OPTIMIZACIÓN DE EMBALSES Y VALOR DEL AGUA

CAPÍTULO I. CRITERIOS GENERALES

Artículo 11. El valor del agua de un embalse representa el ahorro esperado de costos futuros de generación térmica y falla, asociado a contar con una unidad adicional de agua en ese embalse. El cálculo del valor del agua se realizará junto con la Programación Estacional de largo plazo y la Programación Semanal, con los modelos de largo, mediano y corto plazo que se indican en este Anexo y la información organizada en la Base de Datos de dichos modelos.

CAPÍTULO II. ETAPAS DE OPTIMIZACIÓN

Artículo 12. Dado que existen embalses con distinta capacidad de regulación (represa hidroeléctrica Gabriel Terra: tres meses; represa hidroeléctrica Constitución: dos semanas; represa hidroeléctrica de Salto Grande: menos de una semana; y represa hidroeléctrica de Baygorria: pocas horas), la optimización de embalses y cálculo de los valores del agua se realizará en varias etapas, a través de programaciones sucesivas: Programación Estacional de largo plazo (etapa estacional cada seis meses), Programación Semanal y Despacho Económico diario.

Artículo 13. En la Programación Estacional de Largo Plazo (modelo de largo plazo desarrollado en conjunto con Electricité De France - "EDF"), se considerará un horizonte de optimización de 5 (cinco) años, con paso de tiempo semanal y solamente se optimiza el embalse de Terra.

Artículo 14. En la Programación Semanal se utilizarán los modelos de mediano y corto plazo "OPERGEN". Se considerará un horizonte de optimización de 3 (tres) meses, con paso de tiempo de algunas horas y se optimizan los embalses de las centrales hidroeléctricas de G. Terra, Constitución y Salto Grande.

Artículo 15. En el Despacho Económico diario se utilizará un modelo de corto plazo, con un horizonte de una semana y paso de una hora. En esta programación todas las centrales hidráulicas están modeladas con embalses.

Artículo 16. En la Programación Estacional de largo plazo se obtendrá una previsión de la optimización y programación a realizar, con los datos e hipótesis disponibles a la fecha en que se realiza, y el valor del agua del embalse de la central Gabriel Terra.

Artículo 17. Como empalme entre el modelo de largo plazo y el de mediano plazo, se utilizará el valor de agua del embalse de la central Gabriel Terra. En la Programación Semanal y con el modelo de mediano plazo "OPERGEN MP" se obtendrá el valor del agua en todos los embalses para el período de análisis (Salto Grande, Constitución y también G. Terra, ahora con una mayor precisión y detalle que en la Programación Estacional), con los datos e hipótesis disponibles a la fecha en que se realiza.

Artículo 18. En el modelo de corto plazo se despacha el parque térmico con sus costos variables, la importación y exportación, y la energía hidroeléctrica a través del valor del agua de embalse obtenidos en el modelo de mediano plazo.

TÍTULO IV. MODELO DE LARGO PLAZO

CAPÍTULO I. MÓDULOS

Artículo 19. La Programación Estacional de largo plazo se realizará con el modelo de largo plazo "EDF".

El modelo consta de dos módulos:

- Modelo de optimización de la gestión (MURVAGUA): calcula los valores de agua del embalse estacional (G. Terra), para cada semana del período estudiado, en función de la cota del embalse y del "estado de hidraulicidad" general de las centrales hidroeléctricas del sistema, medido en función de los aportes a cada uno de los embalses de las centrales hidráulicas y ponderado de acuerdo a la energía que cada una de ellas puede aportar al sistema.
- Modelo de simulación (MURDOC): Calcula o reconstruye la operación del sistema que resulta de la política de operación óptima, utilizando como entrada los valores de agua ya calculados con el modelo de optimización.

Artículo 20. Con el modelo se determinará la política operativa del embalse de la central G. Terra que minimice el costo total esperado de operación del sistema, suma del costo variable de generación más costos por energía no abastecida.

Se realizará considerando:

- Una etapa de cálculo de una semana calendario;
- Condiciones representativas de la demanda prevista;
- Condiciones representativas de la aleatoriedad prevista de los caudales afluentes;
- Condiciones representativas de la disponibilidad esperada de las unidades generadoras y sus costos variables;

- Condiciones representativas de los intercambios esperados en las interconexiones internacionales.

CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Artículo 21. El modelo tiene las siguientes características:

Se representan diferentes tipos de generación:

- Centrales térmicas a vapor, con la restricción de su mínimo técnico.
- Turbinas de gas y de ciclo combinado.
- Centrales hidráulicas con embalse de regulación : Gabriel Terra y Constitución.
- Centrales hidráulicas sin embalse de regulación: Rincón de Baygorria y Salto Grande.

La generación térmica se define con su costo variable de producción (US$/MWh) y con restricciones a su rango de operación válido: la potencia generada debe estar comprendida entre un mínimo y un máximo definido.

Las centrales hidráulicas también tienen restricciones de potencia mínima y máxima a generar. Se incluyen también restricciones de turbinado y vertido máximo. Las centrales de Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución están ligadas por restricciones que modelan el pasaje de agua entre las tres centrales, ubicadas en serie sobre el río Negro.

La red de transmisión no está modelada.

Se modela la importación y exportación de energía con países interconectados, que se representa como series de potencia máxima demandada (exportación) u ofrecida (importación) a un precio determinado para cada paso de tiempo considerado.

La energía no suministrada (o energía de falla) se modela en bloques de restricciones crecientes. Cada bloque está definido por la cantidad de energía no suministrada, con costos crecientes a medida que es mayor la cantidad de energía no suministrada.

Define la política óptima de embalses que minimiza la esperanza matemática frente a las incertidumbres existentes del costo total de gestión en un período de tiempo dado. Las incertidumbres modeladas son: demanda, disponibilidad de generación, comportamiento hidrológico e intercambios con países vecinos. El costo total de gestión es la suma del costo de explotación (consumo de combustibles) y el costo de energía no suministrada.

Las variables de control del sistema son: la generación de Salto Grande, los volúmenes turbinados en las centrales del Río Negro, el nivel de generación térmica, el intercambio con otros sistemas y la energía no suministrada.

Se trabaja con un paso de tiempo semanal.

El consumo se modela semanalmente en cuatro escalones: dos períodos de mayor demanda (pico) y dos de menor demanda (media y valle).

Para cada semana, el modelo clasifica la demanda horaria por potencia decreciente (monótona de carga) y la agrupa en los cuatro escalones horarios indicados. A cada escalón se asigna la potencia media de la energía requerida (consumo) de forma tal que la energía total sea la entrada como dato. Cada semana representada en el modelo se divide de este modo en cuatro bloques no consecutivos, ya que estos intervalos agrupan todas las horas de la semana en las que hubo una demanda similar al período de pico, de valle, etc.

El modelo considera las siguientes restricciones:

- Restricción de demanda: consumo a abastecer en cada semana.
- Balance de agua en los embalses.
- Restricción de energía máxima semanal en Salto Grande.

- Límites superior e inferior de las variables.

CAPÍTULO III. MÓDULO DE OPTIMIZACIÓN Y VALOR DEL AGUA

Artículo 22. Se utiliza el siguiente modelado de las centrales hidroeléctricas:

- Se considera a la central Gabriel Terra como el embalse cuyo uso se optimiza (mediante el cálculo de su valor del agua) por ser el único capaz de transferir energía estacionalmente.
- Se modela la central Rincón de Baygorria sin embalse con capacidad de regulación estacional, con valor de agua cero. En consecuencia, todo el volumen de agua erogado por la central G. Terra en una semana "t", es erogado también por la central Rincón de Baygorria en la misma semana, porque el tiempo de tránsito entre las represas es despreciable con paso semanal.
- Se modela la central Constitución con un valor de agua entrado al modelo como parámetro (no se calcula). Este valor puede ser ajustado en sucesivas corridas del modelo, de forma de aproximarse al Despacho Económico de dicha central. Inicialmente, no se utilizará esta opción y se asume valor del agua igual a cero.
- Se modela la central de Salto Grande, por su característica de compartida con la República Argentina, como series de energía. Dichas series se calculan con las series hidrológicas de entrantes, el coeficiente energético medio de Salto Grande y el porcentaje correspondiente a la parte uruguaya de la represa.

Artículo 23. El método utilizado para el cálculo del valor de agua es la programación dinámica estocástica, basándose en el "principio de Bellman" y la "identificación markoviana" de los procesos de aportes en los ríos.

Artículo 24. La evolución óptima de los estados del sistema se calcula eligiendo para cada paso de tiempo "t" la transición entre los estados del sistema previos (en el paso de tiempo "t-1") que minimice el costo total de la transición más el costo acumulado total en el estado correspondiente en el paso "t-1" ("valor de Bellman").

Artículo 25. El valor de la "variable de Bellman" en un estado dado en el instante "t", es el mínimo de la esperanza de los costos de explotación futuros desde "t" hasta el final del período considerado. La derivada (con signo cambiado) de la "variable de Bellman" respecto al volumen del embalse será el valor de agua y se mide en unidades monetarias por unidad de volumen de agua en el embalse considerado.

Artículo 26. En cada paso de tiempo, el estado del sistema se define por el valor del nivel del embalse de Terra y el valor de la clase hidrológica.

Se considera el embalse de la central G. Terra dividido en 10 (diez) niveles. Se consideran 5 (cinco) clases hidrológicas.

Artículo 27. El concepto de clase hidrológica se introduce para representar en forma conjunta y resumida el valor de los aportes de agua en todas las centrales hidroeléctricas del sistema, evitando así tener que trabajar con los aportes en cada una de ellas. La variable de estado hidrológica resume el estado hidrológico del sistema y se calcula para cada paso de tiempo (semana), como la media de los aportes registrados en las 12 (doce) semanas precedentes para cada una de las represas, ponderadas con los coeficientes energéticos medios de cada central. Se clasifica en 5 (cinco) clases hidrológicas que van de muy secas a fuertemente hidráulicas, que contienen un porcentaje de las crónicas de aportes históricas y son estas clases hidrológicas las que definen el estado del sistema.

Artículo 28. El módulo de optimización produce como resultado la tabla de valores de agua para la central G. Terra, que define la política óptima de uso del embalse.

CAPÍTULO IV. MODULO DE SIMULACIÓN

Artículo 29. El módulo de simulación permite obtener el resultado esperado de la operación del sistema, para los aportes que se ingresen como dato. En particular se pueden utilizar la serie de crónicas existente que abarca el período desde 1909 o crónicas especialmente elegidas o construidas según la situación que se desee analizar. Se obtiene como resultados valores medios, probabilidades de excedencia, etc. de las diferentes variables de control: generación térmica e hidráulica, agua usinada, agua vertida, energía no suministrada, etc.

Artículo 30. La operación del sistema que obtiene la simulación resulta de la competencia entre costos térmicos, costos de importación, de exportación, costos de falla (energía no suministrada) y valores de agua, mediante programación lineal en cada paso de tiempo (semana). La función objetivo es minimizar el costo total de operación suma de los costos de gestión térmicos, hidráulicos (valor del agua que representa los costos futuros), costo de falla, de exportación e importación, teniendo en cuenta las restricciones operativas de generación.

CAPÍTULO V. MODELADO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Artículo 31. El valor de agua de los embalses de las centrales Constitución y de Salto Grande se asume cero, y se ingresa como dato la cota inicial para los embalses de Terra y Constitución.

CAPÍTULO VI. DATOS DE ENTRADA

Artículo 32. Los datos de entrada se consideran del siguiente modo:

- Se ingresa la energía demandada total en GWh del año anterior y las tasas de crecimiento consecutivas previstas para cada año.
- El conjunto de registros correspondientes a un año se denomina crónica de aportes. El DNC actualizará esta serie una vez al año, cuando se incorpora un nuevo año completo de aportes hidrológicos.

Los generadores térmicos e hidráulicos deberán suministrar sus previsiones de mantenimiento forzado y estimaciones de fallas en el arranque de los generadores. El DNC podrá utilizar también la información estadística de disponibilidad.

CAPÍTULO VII. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Artículo 33. Cada tipo de intercambio de importación o exportación se modela en base a tres conceptos básicos:

- Potencia máxima que se puede intercambiar.
- Precio del intercambio.
- Disponibilidad: coeficiente que indica la probabilidad de ser concretada una operación de intercambio cuando ésta es convocada. Estos coeficientes se definen para diferentes períodos del año.

Artículo 34. La importación puede corresponder a compra por crónica. De este modo se modelan los contratos de importación acordados con Generadores argentinos previos a la puesta en marcha del MMEE. Se ingresa como precio de energía valores calculados a partir de los precios Spot previstos en el mercado mayorista argentino por crónica de hidraulicidad, por semana y por bloque horario de demanda, que suministra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Con estos valores y las condiciones de los contratos (potencia y precios en función de los marginales) se modela cada contrato.

Artículo 35. La importación Spot (ocasional) se modela con la tendencia observada, como un precio y potencia máxima como su disponibilidad.

Artículo 36. La exportación puede corresponder a compra por crónica, de manera análoga a los contratos de importación acordados previos a la puesta en marcha del MMEE. Inicialmente, no se utilizará este modelado.

Artículo 37. La exportación Spot (ocasional) se modela con precio, potencia (MW), condición de hidraulicidad y nivel mínimo necesario del lago en Terra (nivel de seguridad).

CAPÍTULO VIII. RESULTADOS

Artículo 38. Los resultados son los siguientes:

- Como resultado, se determinará para cada etapa de cálculo la previsión inicial del valor del agua semanal del embalse de la central G. Terra.
- Como resultado de la simulación se obtendrá del modelo la generación prevista en cada Grupo a Despachar (GD), en particular para cada central hidroeléctrica, y se calcularán los precios previstos de la energía en el Mercado Spot.
- Se obtendrá la tabla de valores de agua del embalse de la central G. Terra: Para cada nivel de discretización considerado para el embalse y para cada clase hidrológica se obtiene el valor de agua correspondiente en US$/MWh de cada semana.
- Semana a semana y para cualquier crónica o conjunto de crónicas, se obtiene la operación del sistema esperada, que minimiza los costos totales de operación del mismo. Incluye la energía generada y los costos por cada central (térmica o hidráulica), energía importada y exportada (ya sea por contrato u ocasional), el nivel de agua en los embalses de las centrales Terra y Constitución al final de cada semana y la energía demandada no suministrada, discriminada por nivel de falla de acuerdo a su profundidad que se mide en porcentaje de esa demanda no entregada.

A partir de estos datos se pueden obtener probabilidades de excedencia en costos o en energía, a nivel de detalle, para cada Generador o conjunto de ellos.

El modelo calcula la potencia representativa de cada Generador a partir de su generación esperada para el año (doce meses siguientes). La potencia representativa resulta entonces, de asociar a la generación esperada una potencia de acuerdo con el factor de carga del Sistema Interconectado Nacional resultante del último año, siendo este valor limitado por la potencia instalada del Generador.

CAPÍTULO IX. PRECIO SPOT DE REFERENCIA

Artículo 39. El Precio Spot de referencia:

- conceptualmente es el valor esperado del costo marginal promedio del sistema para un período determinado y se obtiene, ponderando por la demanda de energía, el costo marginal del sistema. Se expresa en dólares por megavatio hora (US$/MWh);
- se calcula como el promedio para el período considerado de los costos marginales previstos de generación (CM), por crónica (c), por semana (s) y por banda horaria (i), ponderados con la demanda a suministrar (DS).

$$PE = \frac{\sum_{C}\sum_{S}\sum_{i} CM_{CSi} \times DS_{CSi}}{\sum_{C}\sum_{S}\sum_{i} DS_{CSi}}$$

TÍTULO V. MODELOS DEL SISTEMA DE MEDIANO Y DE CORTO PLAZO

Artículo 40. La modelación de los sistemas de mediano y de corto plazo se realizará de la siguiente forma:

- El DNC realizará la Programación Semanal, el predespacho y el redespacho diario mediante modelos de Despacho Económico. Estos modelos minimizarán el costo variable de operación para el abastecimiento de la demanda prevista, dentro de las prioridades que establecen las restricciones vigentes.
- El modelo para la Programación Semanal deberá minimizar el costo variable de operación de la semana, incluyendo costo por racionamientos.
- El modelo de despacho diario asignará el despacho de las unidades generadoras térmicas y ofertas en Interconexiones Internacionales conforme al orden creciente de

costos variables de generación, incluyendo las Unidades falla, dando prioridad a los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta restricciones y la optimización del arranque y parada de unidades. El objetivo es minimizar el costo diario total de la operación del sistema, suma del costo variable térmico y costos de compra de ofertas internacionales más el costo de la energía asignada a las Unidades falla.

Estos modelos deberán asignar el uso de los recursos de generación para cubrir el abastecimiento de la demanda teniendo en cuenta las restricciones de trasmisión, los Criterios de Desempeño Mínimo, las restricciones operativas de las Unidades Generadoras y la optimización del arranque y parada.

La función objetivo a minimizar es el costo variable de operación total del período, dentro de las restricciones vigentes. Dicho costo se calculará teniendo en cuenta:

- El costo de generación térmica, dado por el consumo de combustibles (por arranque y parada, y por generar), y los costos variables de operación y mantenimiento.
- El costo de la generación hidroeléctrica a través del valor del agua de las centrales hidroeléctricas.
- Los costos de racionamiento a través de las unidades falla.
- El costo de la generación de Autoproductores, teniendo en cuenta los precios de compra.
- Los costos de importación y exportación Spot, teniendo en cuenta sus precios.

Se usará el sistema "OPERGEN", que es un conjunto de modelos de optimización y simulación para mediano y corto plazo que consta de los siguientes módulos:

- MP (modelo de mediano plazo): tiene un horizonte de optimización de 3 (tres) meses. Es un modelo de optimización estocástico que calcula los valores de agua del los embalses de las centrales de Salto Grande, G. Terra y Constitución;
- SO (simulación operativa): simula la operación óptima calculada por el MP;
- CPC (modelo de corto plazo completo) y CPS (modelo de corto plazo simple): son modelos de corto plazo que optimizan la operación de una semana, calculando el despacho óptimo. Se trata de modelos deterministas.

TÍTULO VI. MODELO DE MEDIANO PLAZO

CAPÍTULO I. CRITERIOS GENERALES

Artículo 41. Los criterios generales del modelo de mediano plazo son los siguientes:

La Programación Semanal utilizará el modelo de mediano plazo actualizando los datos a utilizar y la optimización;

De acuerdo a la disponibilidad de agua (estado de los embalses y escenarios de afluentes), se obtiene el valor del agua de cada embalse y el despacho previsto de las unidades generadoras dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo;

Como resultado se obtendrá para cada día de la semana y por hora o bloques horarios las siguientes previsiones:

- El costo de operación del sistema, que incluye el costo de la energía no suministrada;
- Los valores del agua y generación prevista en cada central hidroeléctrica;
- Generación térmica por Grupo a despachar (GD);
- Compras de Autoproductores;
- Abastecimiento de demanda;
- Racionamientos programados, de existir;

- Vertimientos;
- Intercambios en interconexiones internacionales;
- El costo variable total de operación.
- Precios previstos para la energía

Si durante la semana se modifican las hipótesis consideradas de forma tal que afectan el valor del agua y la optimización del agua, el DNC realizará una reprogramación semanal para recalcular los valores del agua, ajustar la energía hidroeléctrica asignada a la semana y mantener la optimización del uso del recurso hidroeléctrico.

CAPÍTULO II. CARACTERISTÍCAS

Artículo 42. Las características del modelo de mediano plazo son las siguientes:

- El modelo de mediano plazo usado en la Programación Semanal es uno de los módulos del sistema "OPERGEN": el modelo MP. Es un modelo de optimización estocástico que calcula los valores de agua de las centrales hidráulicas de Terra, Salto Grande y Constitución en forma conjunta. El valor de agua de cada central dependerá del "estado" o volumen del embalse propio y el de las otras dos centrales hidroeléctricas indicadas (nivel de referencia).
- Para el tratamiento de la incertidumbre utiliza la técnica de análisis (simultáneo) de escenarios.
- La obtención de la curva del valor del agua en función del volumen almacenado se realiza utilizando una metodología basada en "programación dinámica dual estocástica". Ello permite contemplar un gran número de variables de estado (en este caso los niveles de referencia de los embalses). Para realizar el cálculo se usa un esquema de "atrás hacia delante" en el árbol de escenarios considerado.

El volumen de agua almacenable en cada embalse se discretiza en un conjunto de niveles. Por ejemplo, si se definen 5 (cinco) niveles de almacenamiento, podrían ser 100%, 80%, 60%, 45%, 30% (cien por ciento, ochenta por ciento, sesenta por ciento, cuarenta y cinco por ciento, treinta por ciento) sobre el almacenamiento máximo. El sistema permite que el usuario decida el número de niveles a considerar en cada embalse para cada etapa

Para el cálculo de las curvas de valores de agua y costos futuros, se define como paso de cálculo, la semana

Cada semana se subdivide en períodos de un día. Ello iinfluye en el árbol de escenarios. Los balances de agua y combustible se hacen período a período. Cada período se divide en bloques de una o más horas contiguas. Se utilizan 3 (tres) bloques horarios consecutivos en el período (día) correspondientes a las horas de pico, valle y resto. Un bloque es la mínima unidad de tiempo que se considera en el modelo y al cual se le atribuye el mismo volumen de demanda, la misma utilización de agua en los embalses y otros atributos. La demanda debe cerrar con la generación en cada bloque horario.

El período de optimización considerado es 3 (tres) meses.

Para la Programación Semanal se utilizarán la Base de Datos de la Programación Estacional de largo plazo ajustando los datos de demanda para tener en cuenta la demanda prevista que surge de la información suministrada por los Participantes en la Programación Semanal y verificación del DNC, así como otros ajustes que resulten necesarios, en caso de verificarse que se están presentando desvíos significativos respecto de los datos utilizados en la Programación Estacional de largo plazo.

CAPÍTULO III. FUNCIÓN OBJETIVO

Artículo 43. El objetivo consiste en minimizar la función de costos esperado con respecto al conjunto de escenarios en $G1_e^a$ correspondientes al árbol de escenarios cuyo nodo raíz es el nodo a, en la etapa e. Esta función incluye los siguientes componentes:

Costo unitario de importación por contratos: Unitariamente constante para cada bloque de cada periodo en cada área.

Costo de producción hidro: Unitariamente constante e idéntico para cada periodo en cada embalse.

Costo de arranque térmico: Unitariamente constante (aproximado) para cada unidad térmica. Para las unidades térmicas de vapor, recoge el costo de un arranque asociado a la fracción máxima de potencia a generar a lo largo del horizonte de planificación. Para las otras unidades térmicas recoge el costo de arranque prorrateado para la potencia a utilizar y la duración del horizonte de planificación. Existen opciones que, para ciertos casos, permiten considerar acopladas las unidades térmicas a vapor (y, por tanto, costo de arranque nulo).

Costo de combustible consumido: Unitariamente constante e idéntico para cada periodo en cada tipo de combustible.

Costo de importación spot: Unitariamente constante para cada bloque de cada periodo en cada área para cada escenario.

Penalización por incumplimiento del límite máximo en el stock de combustible a almacenar en las centrales térmicas: Unitariamente constante para cada central y tipo de combustible.

Penalización por incumplimiento del límite mínimo en la importación de energía (concertada mediante contratos): Unitariamente constante para cada bloque de cada periodo en cada área.

Penalización del exceso de volumen de agua almacenada en los embalses sobre el volumen de seguridad de cada embalse: Unitariamente constante para cada embalse. Este concepto no se utilizará en el modelado.

Penalización escalonada por segmentos lineales por falla en la satisfacción de la demanda para cada bloque de cada periodo en cada área.

Penalización escalonada por segmentos lineales por falla en la satisfacción de la demanda concertada mediante contratos para cada bloque de cada periodo en cada área.

Precio de venta de energía para satisfacer la demanda en el mercado spot asociado a cada área para cada bloque de cada periodo para cada escenario.

Costo futuro esperado en función del volumen de agua almacenada en los embalses al final de la etapa sobre el conjunto de escenarios.

CAPÍTULO IV. MODELADO DE LA GENERACIÓN TÉRMICA

Artículo 44. El modelado de la generación térmica sigue los siguientes criterios:

- Las unidades térmicas pueden ser de tres tipos: unidades de gas, unidades de vapor y unidades de ciclo combinado. Las unidades térmicas se agrupan en centrales.
- Para las centrales térmicas con combustible almacenable, se modela un almacenamiento de combustible con capacidad finita y posibilidades de reaprovisionamiento en fechas indicadas.
- Se contempla (de forma aproximada) el mantenimiento programado. Se puede modelar la indisponibilidad forzada.

Se pueden representar los siguientes datos:

- Potencia máxima por unidad térmica y niveles de potencia.
- Posibilidad de uno o varios tipos de combustible, distinguiendo entre almacenables y no almacenables.

- Disponibilidad de los tipos de combustible por periodo y escenario.
- Ecuación de balance del stock de los tipos de combustible almacenable en cada central térmica y limitación máxima con su correspondiente violación por periodo y escenario.

CAPÍTULO V. MODELADO DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Artículo 45. El modelado de la generación hidroeléctrica sigue los siguientes criterios:

- Se modelan las centrales de Salto Grande, Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución.
- Para la central de Salto Grande, se considera que la energía producida en Salto Grande se reparte al 50% (cincuenta por ciento) entre Argentina y Uruguay, sin tener en cuenta el modelado de la diferencia embalsada.
- La central de Rincón de Baygorria se considera como central de agua fluyente (valor único de coeficiente energético en todas las etapas).

Incluye el siguiente modelado de detalle:

- Ecuación de balance de los embalses para cada periodo y escenario, tal que la aportación exógena de agua más el volumen de agua almacenada al final del período anterior, más el volumen de agua turbinado y vertido en los embalses aguas arriba en cada bloque del periodo ha de ser igual al volumen de agua que se extrae del embalse (turbinado y vertido en cada bloque del periodo, además de evaporado y filtrado para el caso de la central G. Terra) más el volumen de agua a almacenar en el embalse al final del periodo.
- Limitación máxima y mínima del volumen de agua a almacenar en cada embalse para cada periodo y escenario.
- Limitación máxima y mínima en el volumen de agua fluyente (erogado) a través de las conducciones del sistema hidro en cada periodo y escenario.
- Producción de energía por cada central hidro, expresada como una función no lineal dependiente del salto y del volumen de agua a turbinar para cada bloque, periodo y escenario, salvo la central de Baygorria. La central de Baygorria se considera fluyente, lo cual supone utilizar un único coeficiente energético (unitariamente constante) para toda la etapa.
- Limitación máxima y mínima en la potencia hidro a generar por cada central en cada bloque, periodo y escenario.
- Limitación máxima y mínima fija en el vertido por cada embalse para cada bloque de cada periodo.
- Cota máxima de seguridad en los embalses. Se permite su violación pero ello lleva a la correspondiente penalización en la función objetivo por periodo.
- Costo de operación unitariamente constante para cada central hidro y periodo.
- Utilización paritaria de la energía producida por la central de Salto Grande.
- Limitación máxima del vertido en cada embalse, expresada como una función dependiente del volumen de agua almacenada. Un caso particular consiste en la exigencia de no vertimiento en Terra por debajo de la cota de 76m.

Se permite forzar vertido independientemente del turbinado.

Con la información de pronósticos y previsiones hidrológicas que se dispongan, se acordarán entre el Generador hidroeléctrico y el DNC los escenarios de hidrologías a utilizar.

Cada Participante con generación hidroeléctrica informará el nivel inicial previsto en el embalse.

Artículo 46. Cada vez que se consideren necesarias mejoras al modelado de las centrales hidroeléctricas y embalses, el Generador hidroeléctrico o el DNC presentará una propuesta de mejora. Otros Participantes también podrán presentar propuestas de cambios si demuestran que el modelado vigente no representa la realidad de las centrales hidroeléctricas y que el cambio propuesto se ajusta más a dicha realidad. En cada caso, la propuesta deberá incluir un informe que la describe en detalle, junto con su justificación y corridas comparativas que la avalan. La propuesta será analizada en un Grupo de Trabajo conjunto del DNC con los Participantes, que en un plazo no mayor que 3 (tres) semanas emitirá un documento de conclusiones y recomendaciones a tratar en el Directorio de la ADME. Todo cambio en el modelado requerirá del acuerdo del Generador hidroeléctrico y el DNC. De no haber acuerdo, se considerará que existe un conflicto y se elevará al Directorio.

CAPÍTULO VI. MODELADO DE LA IMPORTACIÓN

Artículo 47. El modelado de la importación sigue los siguientes criterios:

Se considerará la importación de energía como un nuevo generador para cada área, con las siguientes características:

- Máximo y mínimo de energía a importar por unidad de cada bloque en cada periodo.
- Costo unitario de energía a importar por unidad de cada bloque en cada periodo.
- Penalización de la violación del límite mínimo de energía a importar.

La importación Spot se modela con un límite mínimo de cero y, por tanto, no da lugar a ningún tipo de penalización. Tiene un costo unitario y una potencia máxima a contratar por bloque y periodo, dependiendo del escenario considerado.

CAPÍTULO VII. MODELADO DE LA DEMANDA Y RESERVA

Artículo 48. El modelado de la demanda y reserva sigue los siguientes criterios:

Se asume que el sistema eléctrico está dividido en áreas geográficas. El modelo asigna la generación, de tal modo que se satisfaga la demanda de energía en cada área para cada periodo.

Se contemplan tres tipos de demanda, a saber, demanda con regulación tarifaria, demanda concertada mediante contratos bilaterales y demanda a satisfacer en el Mercado Spot (asumiendo un Precio Spot dado dependiente del escenario) por unidad de cada bloque en cada periodo. Los dos últimos tipos permiten la modelización de intercambios con países vecinos, con diferentes precios y limitaciones.

La demanda no satisfecha (excepto la correspondiente al mercado spot) será penalizada mediante una función convexa escalonada por segmentos lineales.

La demanda a satisfacer en cada área se efectuará, básicamente, con la energía generada por las centrales encuadradas en el área (cada central sólo pertenece a un área). En caso contrario, podrá utilizarse el flujo de energía generado por otras áreas, teniendo en cuenta pérdidas y restricciones de intercambio entre áreas en el modelo de red. Las pérdidas en el sistema de transmisión se reflejarán a través de coeficientes unitariamente constantes. Se asume que no hay pérdidas en la transmisión de flujo de energía dentro del área.

Se exige satisfacer un mínimo de reserva para cada bloque de cada periodo. La contribución de cada central hidro o unidad térmica preseleccionadas para ello consiste en una fracción dada de su potencia máxima, excepto para aquellas situaciones en las que la diferencia entre su potencia máxima y la potencia utilizada sea menor que dicha fracción. En este último caso, dicha contribución sólo consistirá en la diferencia indicada para la correspondiente central hidro o unidad térmica.

CAPÍTULO VIII. MODELADO DE LA TRASMISIÓN Y RESTRICCIONES DE AREA

Artículo 49. El modelado de la trasmisión y restricciones de área sigue los siguientes criterios:

El sistema eléctrico está organizado por áreas geográficas, interconectadas con estructura de árbol o "radial"

Las pérdidas se reflejan a través de coeficientes unitariamente constantes. Se asume que no hay pérdidas en la transmisión de flujo de energía dentro de la misma área.

Las áreas están interconectadas por líneas y cada línea tendrá asociado un coeficiente lineal de pérdidas y una capacidad máxima de transporte, pudiendo ser ambos distintos en función del sentido del flujo.

CAPÍTULO IX. TRATAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE

Artículo 50. Los siguientes datos pueden tener asociada una probabilidad de ocurrencia:

Aportes en las represas

Demanda

Indisponibilidades en centrales hidráulicas y térmicas

Disponibilidad de combustibles no almacenables

Intercambios ocasionales

Precio de compraventa de energía

Potencia máxima de importación/exportación

Contratos con incertidumbre en los precios

Artículo 51. Los datos inciertos se representan mediante escenarios. Un escenario es un conjunto de realizaciones posibles de una variable aleatoria. Por ejemplo, si el horizonte de optimización es de 12 (doce) semanas, un escenario de aportes será una secuencia de 12 (doce) valores determinados de aportes. Un escenario "i" tiene asociado un cierto peso "w_i"

Artículo 52. El modelo trabaja con árboles de escenarios que son conjuntos de escenarios con determinada estructura. Considera estructuras de árboles simétricas y escenarios equiprobables. El módulo "ARES" es el que se encarga del tratamiento de los datos estocásticos.

Artículo 53. El modelo ARES contiene dos submódulos:

ARES 1: Aportes, demanda, indisponibildades de máquinas, disponibilidad de combustible

ARES 2: Precios de importación/exportación y potencias máximas de importación/exportación

CAPÍTULO X. OPTIMIZACIÓN Y VALOR DEL AGUA

Artículo 54. Para la optimización y cálculo del valor del agua se siguen los siguientes criterios:

El costo futuro se representa por una función lineal por tramos, dependiendo de tres variables: volumen del embalse en Salto Grande, volumen del embalse en Terra y volumen del embalse en Constitución. Los coeficientes de los términos lineales son los costos marginales:

$$Costo\ \ futuro = \mu + \pi_{SG} \times V_{SG} + \pi_{TE} \times V_{TE} + \pi_{PA} \times V_{PA}$$

donde:

- π= valor de agua (US/Hm3),
- μ= constante,
- v= volumen de agua en un embalse,
- TE= Terra
- SG= Salto Grande
- PA= Constitución

El valor de agua en cada embalse está representado por las variables duales de las restricciones de balance de agua en cada una de las represas.

Al tratarse de varios escenarios el costo esperado futuro corresponde al promedio ponderado de las curvas de costo futuro obtenidas para cada escenario.

A efectos del cálculo se discretiza el volumen del embalse de cada central en un número de valores o niveles de stock. Un nivel de referencia es una terna de valores que corresponde a una combinación posible de niveles de embalse para Salto, Terra y Constitución. El usuario define la cantidad de niveles de referencia en cada paso de tiempo.

El costo futuro es una poligonal convexa, con tantos tramos como niveles de referencia.

Fijado el escenario, la optimización es determinista y se resuelven tantos problemas de optimización como niveles de referencia se hayan definido.

Si se consideran varios escenarios, para cada etapa se resuelven tantos problemas de optimización como niveles de referencia haya por la cantidad de escenarios que se consideren.

Para cada escenario "i", para cada nivel de referencia al comienzo de la etapa, se calcula la operación de mínimo costo total en esa etapa, con los datos de ese escenario fijos y con volúmenes iniciales en los embalses al comienzo de la etapa "E" fijados en el nivel de referencia.

Hecho el cálculo para todos los escenarios, se tiene una curva de costos totales óptimos, para cada uno de los escenarios al comienzo de la etapa "E".

Al final de la etapa "E-1", se unifica el resultado obtenido en cada uno de sus escenarios en una única curva (si así lo indica la estructura del árbol) realizando promedios ponderados de las curvas con sus respectivos pesos "wi".

Se considera un único escenario de demanda. A estos efectos se utiliza un modelo de previsión de demanda que utiliza pronósticos de temperatura para predecir la demanda de las siguientes 12 (doce) semanas.

Cada tipo de intercambio de importación o exportación se modela en base a tres conceptos básicos:

- Potencia máxima que se puede intercambiar.
- Precio del intercambio.

En caso de reprogramación semanal, el DNC calculará el nuevo valor del agua de cada embalse para la semana en curso.

CAPÍTULO XI. RESULTADOS

Artículo 55. El modelo proporciona los siguientes resultados para las centrales hidráulicas:

Se obtiene la tabla de valores de agua de las centrales hidráulicas Gabriel Terra, Constitución y Salto Grande.

Para cada nivel de referencia se proporciona, semanalmente para el período considerado, el valor de agua correspondiente en US$/Hm3.

TÍTULO VII. DESPACHO DIARIO

Artículo 56. Los requisitos generales para el despacho diario son los siguientes:

- Mediante el modelo de corto plazo se realizará el despacho diario y se asignará el programa de generación horario de las unidades generadoras térmicas y las centrales hidroeléctricas, y se determinará las entregas en las interconexiones internacionales.
- El predespacho considerará información de más detalle que la utilizada en la Programación Semanal, en particular todas las restricciones que afectan la operación, los requerimientos de reserva rotante, los posibles desvíos de demanda y de caudales entrantes a los embalses.

Como resultado se obtendrá para cada hora del día:

- El balance de generación y consumo, incluyendo importación y exportación;
- La energía hidroeléctrica;
- Programas de generación por Grupo a Despachar (GD);
- Programas de abastecimiento de demanda;
- Programas de racionamientos, de existir;
- Vertimientos previstos;
- Programas de intercambios en interconexiones internacionales;
- Costo variable total de operación;
- Precios previstos para la energía.

Si durante el día se modifican significativamente las hipótesis consideradas en el predespacho, el DNC realizará un redespacho con características similares al predespacho pero ajustando los datos a las nuevas condiciones previstas.

ANEXO V DISPONIBILIDAD

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El objeto del presente Anexo es establecer las metodologías mediante las cuales el DNC verificará y determinará la disponibilidad de las unidades generadoras.

TÍTULO II. DISPONIBILIDAD Y REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

Artículo 2. El ingreso neto por potencia que reciba un Participante Productor dependerá de:

- las remuneraciones que resulten de sus contratos y su aporte al Servicio de Reserva Nacional, considerando el cumplimiento de los compromisos de Potencia Firme asociados;
- la remuneración por potencia en Reserva Operativa;
- las compras y ventas de potencia que realice en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro en función de su disponibilidad, de acuerdo a lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Artículo 3. La disponibilidad horaria se calculará como la potencia efectiva neta menos la suma de la indisponibilidad programada y la indisponibilidad forzada, incluyendo limitaciones propias de los Grupos a Despachar (GD) tales como restricciones a la máxima potencia generable y disponibilidad de combustibles. No se incluirán restricciones de trasmisión, salvo para equipamientos de conexión y trasmisión que pertenecen al Generador para conectarse al sistema, en cuyo caso también se descontará el efecto de estas restricciones. Para las centrales hidroeléctricas no incluirá restricciones por falta de salto.

Se entiende por potencia efectiva la potencia máxima que la unidad puede entregar en condiciones normales de operación. Este valor corresponderá a lo sumo a su potencia nominal de chapa. Se entiende por potencia neta la que la unidad entrega a la red, descontados los consumos propios.

TÍTULO III. VERIFICACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD

Artículo 4. El DNC tiene la responsabilidad de realizar el seguimiento y determinar la disponibilidad real de cada unidad o Grupo a Despachar (GD) para poder calcular la Potencia Firme de corto plazo y administrar las transacciones de potencia en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

Artículo 5. Cada Participante o Agente tiene la obligación de informar al DNC toda indisponibilidad, ya sea programada o forzada, de sus unidades generadoras así como toda limitación que afecte su capacidad máxima generable.

Artículo 6. El cálculo de la disponibilidad la realizará el DNC sobre la base de la información suministrada por los Participantes o Agentes Productores, los resultados de la operación real y verificaciones propias de disponibilidad, en particular cuando la unidad generadora o central no está generando. Para ello, el DNC podrá requerir sin preaviso arranques de unidades o, de estar generando, incrementar la carga programada para verificar su disponibilidad máxima. Asimismo podrá controlar los registros propios de la central en cuanto a horas de marcha, limitaciones e indisponibilidad, inconvenientes y trabajos realizados, para verificar si la disponibilidad real se corresponde con la informada.

Artículo 7. En el caso en que el DNC verifique una disponibilidad menor que la informada por el Participante o Agente Productor, se considerará que la indisponibilidad verificada está vigente desde la última vez en que la unidad o Grupo a Despachar (GD) se puso en marcha o entregó una potencia mayor o igual que la disponibilidad verificada, salvo que este período resulte mayor que 30 (treinta) días en cuyo caso la indisponibilidad se considerará como de 30 (treinta) días.

Artículo 8. En caso de verificar el DNC una disponibilidad menor, la disponibilidad se mantendrá reducida hasta que el Agente o Participante

Productor informe el modo en que resolvió el problema y demuestre, ya sea generando o mediante un nuevo ensayo, con la supervisión de personal designado por el DNC, que puede alcanzar una potencia mayor.

La nueva disponibilidad a utilizar será la que resulte de dicha generación o ensayo.

TÍTULO IV. DISPONIBILIDAD DIARIA

Artículo 9. Al finalizar cada mes, para cada Grupo a Despachar (GD) el DNC determinará la Potencia Firme de corto plazo mensual como el promedio de la disponibilidad en las horas del mes para el Período Firme considerado para el cálculo de la Potencia Firme y el requerimiento de Garantía de Suministro.

Artículo 10. Si más tarde el DNC verifica una disponibilidad menor que la informada por el Agente o Participante Productor y debe modificar la disponibilidad de un día cuyas transacciones de potencia ya fueron liquidadas, la ADME deberá calcular la reliquidación de las transacciones de potencia firme que resulta de esta modificación e incluirla en la liquidación del mes en que se verificó la diferencia.

ANEXO VI. INFORMACIÓN TÉCNICA DE GENERACIÓN, COSTOS VARIABLES Y COSTOS DE ARRANQUE TERMICOS

TÍTULO I. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Artículo 1. El DNC calculará los costos variables y costos de arranque térmicos de acuerdo a las metodologías que establece el presente Anexo.

Para ello utilizará valores referenciales, valores característicos, valores reconocidos y valores informados por los Agentes o Participantes Productores, de acuerdo a los criterios y metodologías que describe el presente Anexo.

Las obligaciones de suministrar información técnica (por ejemplo mínimo técnico) se aplica a la generación térmica despachable, o sea aquella cuyo programa de generación resultará del Despacho Económico centralizado que realiza el DNC.

TÍTULO II. VALORES TECNICOS CARACTERÍSTICOS

CAPÍTULO I. MINIMO TECNICO DE LA UNIDAD

Artículo 2. Al entrar en operación una unidad despachable, el Agente Productor o su Comercializador deberá informar el mínimo técnico de diseño con la documentación que lo avala.

Artículo 3. Toda vez que una unidad requiera un mínimo mayor que el mínimo técnico vigente, este incremento se considerará una restricción forzada por el Agente Productor.

CAPÍTULO II. TIEMPO DE ARRANQUE RECONOCIDO (EN FRÍO Y EN CALIENTE)

Artículo 4. El DNC definirá los tiempos de arranque estándar (en frío y en caliente) por tipo de unidad, pudiendo diferenciar de acuerdo al tipo de tecnología, o de acuerdo a la cantidad de años desde la entrada en operación de la unidad. Inicialmente, se establecen los siguientes tiempos estándar:

Tipo	Arranque en Frío	Arranque en Caliente
Turbovapor	12 horas	2 horas
Turbina de gas	20 minutos	20 minutos
Hidroeléctrica	10 minutos	10 minutos

Artículo 5. Un Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa podrá requerir justificadamente ajustes en los tiempos de arranque estándar o agregar otros tipos de tecnología o diferenciar antigüedad. En este caso deberá presentar su solicitud con un estudio y documentación de fabricantes y pruebas auditadas que lo justifique. El DNC deberá analizar la solicitud y podrá proponer ajustes y mejoras, incluyendo pruebas a cargo del Participante solicitante en el caso en que dicha solicitud no las incluya. Sobre la base de este análisis y la información adicional que pueda surgir durante el transcurso del mismo, se acordará la nueva tabla de tiempos estándar de arranque a utilizar.

Artículo 6. El tiempo de arranque reconocido para una unidad generadora será el mínimo entre el tiempo de arranque informado por el Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa, y el tiempo de arranque estándar.

CAPÍTULO III. CURVA DE CONSUMO ESPECÍFICO PARA GENERACIÓN NETA

Artículo 7. La curva de consumo se deberá informar para generación neta a mínimo técnico, a máxima carga, en uno o más puntos intermedios y consumo específico medio. La información se deberá suministrar al ingresar como Agente o Participante y cada vez que ingrese una unidad nueva.

TÍTULO III. VALORES RECONOCIDOS

Artículo 8. Para una unidad que ingresa al Mercado, los valores previstos de los parámetros técnicos indicados deberán ser informados por el Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa, adjuntando la documentación del fabricante que lo avala.

Artículo 9. Para una unidad nueva, en la puesta en servicio el Agente Generador deberá realizar las pruebas y mediciones requeridas para verificar y, de ser necesario ajustar, los valores previstos de los parámetros técnicos informados. Las pruebas deberán cumplir los requisitos definidos en el presente Anexo. El Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa, deberá presentar los valores que resultan para los parámetros técnicos requeridos, adjuntando los resultados de las pruebas que lo avalan. El DNC deberá rechazar el ensayo si no se cumplen los requisitos establecidos en este Anexo. En tanto no sean aprobados los resultados de la prueba, los valores reconocidos de los parámetros técnicos serán los valores previstos. Una vez aprobados los resultados del ensayo, los valores reconocidos serán los que resultan como conclusión de dicho ensayo.

TÍTULO IV. AJUSTES A LOS VALORES RECONOCIDOS

Artículo 10. Los valores reconocidos de los parámetros técnicos sólo podrán ser ajustados sobre la base de los resultados de pruebas que cumplan los requisitos definidos en el presente Anexo.

Artículo 11. El Generador al que pertenece la unidad o el Comercializador que lo comercializa o el DNC podrán requerir las pruebas. El solicitante de las pruebas es quien se hará cargo de su costo. En el caso del DNC, será a cargo de lo que recaude en concepto de Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

Artículo 12. El Agente Generador deberá realizar las pruebas y presentar los valores que resultan para los parámetros técnicos requeridos, adjuntando los resultados que lo avalan. El Agente Generador deberá tomar los recaudos necesarios para que las pruebas cumplan los requisitos definidos en este Anexo.

Artículo 13. El DNC deberá rechazar la información suministrada por el Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa, y requerir nuevas pruebas si no se cumplen los requisitos para pruebas definidos en este Anexo. En este caso, las nuevas pruebas serán a costo del Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa.

En tanto no se realicen pruebas que cumplan los requisitos definidos y sean aprobados en consecuencia sus resultados, no se modificarán los valores reconocidos de los parámetros técnicos.

Una vez aprobados los resultados de pruebas, los nuevos valores reconocidos serán los que resultan como conclusión de dichas pruebas.

TÍTULO V. PRUEBAS Y ENSAYOS PARA DETERMINAR PARÁMETROS TÉCNICOS

Artículo 14. Las pruebas deberán ser realizadas por personal especializado. El DNC podrá proponer al Directorio de la ADME para su aprobación, un Procedimiento Técnico con las normas y protocolos a cumplir por cada tipo de prueba.

Artículo 15. En el caso de que el solicitante de las pruebas sea el DNC, deberá presentar el requerimiento al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa, con una anticipación no menor que 15 (quince) días hábiles.

Artículo 16. El Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa, deberá notificar al DNC la fecha de realización de las pruebas con una anticipación no menor que 5 (cinco) días hábiles. El DNC tiene el derecho de presenciar las pruebas con personal propio o contratado al efecto. En caso de que el DNC no haga uso de este derecho, no podrá rechazar los resultados de las pruebas.

Artículo 17. Al finalizar las pruebas, el personal especializado que las realizó deberá elaborar un acta con los principales resultados. El representante del DNC tendrá el derecho a incluir en el acta sus observaciones, en especial, de considerar que las condiciones en que fueron realizadas las pruebas no son las correctas, justificándolo debidamente.

Artículo 18. En el caso en que el DNC haya dejado constancia en el acta, de objeciones al ensayo, queda habilitado a rechazar los resultados del mismo. De considerar el Agente o su Comercializador, injustificado el rechazo, el conflicto será elevado al Directorio de la ADME.

Artículo 19. El DNC deberá rechazar los resultados de pruebas si el Agente Generador no cumplió con el requisito de notificación al DNC o no permitió la presencia de representantes del DNC como establece este Anexo. En este caso, el Agente Generador deberá realizar nuevas pruebas a su costo.

TÍTULO VI. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES

CAPÍTULO I. COMPOSICIÓN DEL PRECIO DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES EN UNA CENTRAL

Artículo 20. El precio de referencia de un combustible en una central está dado por la suma de un precio de referencia de ese combustible en origen, más el precio reconocido por traer el combustible a esa central.

CAPÍTULO II. TIPOS DE COMBUSTIBLE

Artículo 21. Para cada tipo de combustible empleado en el Mercado Mayorista se definirá un precio de referencia.

Artículo 22. Teniendo en cuenta los combustibles que consume el parque térmico existente y el previsto, inicialmente se definen como tipos de combustible, los siguientes:

a) Gas natural;
b) Fuel Oil;
c) Diesel Oil

CAPÍTULO III. CRITERIOS DE CÁLCULO DEL PRECIO DE REFERENCIA

Artículo 23. En cada mes, los precios de referencia de cada combustible se calculan teniendo en cuenta los precios pasados.

Artículo 24. Para la Programación Estacional de largo plazo, el DNC deberá estimar los precios de referencia medios mensuales para los meses a programar considerando la metodología para los precios de referencia, la información de precios suministrada por los Participantes Productores y la tendencia futura de precios de combustibles.

Artículo 25. Antes del comienzo de cada semana, el DNC deberá calcular el precio de referencia de cada combustible para la semana siguiente y enviarlo a los Participantes. Este precio será usado para la Programación Semanal y para el despacho diario.

CAPÍTULO IV. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Artículo 26. Los precios de referencia en el país para cada combustible líquido se calculan teniendo en cuenta los precios pasados registrados en el Mercado Internacional, y de considerarse necesario la tendencia del Mercado Internacional futuro, el transporte por barco hasta un puerto de referencia en Uruguay, y los costos de importación.

Para cada central de generación, el precio de referencia medio de un combustible en esa central se calcula cada semana como la suma del correspondiente precio de referencia medio del combustible en el país, más el precio reconocido de flete del combustible a la central dentro del país.

Artículo 27. Se utilizarán los precios correspondientes a características específicas de combustibles, en el puerto de comercialización internacional Nueva York. Para un combustible en un mes, se considera como precio de referencia en Nueva York, al promedio de los valores diarios entre el día 21 del mes anterior y el día 20 de ese mes, ambos inclusive. Los valores diarios se calculan promediando los valores mínimo y máximo registrados ese día. Este valor se podrá ajustar con la tendencia esperada en el mercado de combustibles, de considerarse necesario. A estos precios se sumará el costo de flete, seguro, y otros gastos de importación que correspondan. El flete de referencia a utilizar será el correspondiente a buques de 30.000t (treinta mil toneladas) de porte bruto, ajustado con el índice "AFRA LR1" que se publica mensualmente.

Artículo 28. Los combustibles seleccionados serán los más representativos en cuanto a la referencia de precios de los utilizados por las centrales térmicas en el MMEE, según el criterio siguiente:

Fuel Oil:	
Puerto:	Nueva York
Publicación:	PLATT'S US MARKETSCAN
Tipo:	Fuel Oil de bajo azufre, Indicador Nº 6, 1%S

Gas Oil	
Puerto:	Nueva York

Publicación:	PLATT'S US MARKETSCAN
Tipo:	Indicador Nº 2

Crudo	
Puerto:	Nueva York
Publicación:	PLATT'S US MARKETSCAN
Especificación:	WTI

CAPÍTULO V. PRECIO RECONOCIDO DE FLETE DEL COMBUSTIBLE LÍQUIDO A LA CENTRAL

Artículo 29. - Precio inicial: Al ponerse en operación el MMEE, el precio reconocido de flete de combustible líquido a las centrales existentes de la empresa UTE, será el vigente a esa fecha.

Para el ingreso de una central al Mercado, el Agente Generador o su Comercializador deberá presentar al DNC la constancia del acuerdo de flete de combustible a la central, con el precio correspondiente. Dicho valor pasará a ser el precio reconocido.

Artículo 30. - Ajustes al precio reconocido: Junto con el suministro de la información para una Programación Estacional de largo plazo, el Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa podrá requerir ajustes a su precio reconocido por flete de combustible a la central.

El Agente Generador, o su Comercializador según corresponda, deberá tener en cuenta que, una vez ajustado un flete de combustible a la central, el Generador o su Comercializador no podrá requerir un nuevo ajuste para los siguientes seis meses.

Para solicitar ajustes al precio reconocido por flete de combustible a la central, el Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa deberá presentar al DNC la constancia del acuerdo de flete de combustible a la central, con el precio correspondiente.

El DNC, dentro de un plazo no mayor que 10 (diez) días hábiles, deberá evaluar las diferencias que surgen respecto del precio reconocido vigente y respecto del precio reconocido informado por las centrales en condiciones similares. De existir diferencias significativas, el DNC deberá considerarlo como un dato a verificar e informar al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa.

Transcurrido el plazo indicado sin que el DNC informe al Participante Productor la necesidad de verificar el dato, se considerará que el ajuste ha sido aprobado.

De no resultar una condición de dato a verificar, el DNC deberá informar al Participante Productor que el ajuste ha sido aprobado.

De resultar una condición de dato a verificar, el DNC deberá requerir al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa la verificación del ajuste solicitado, explicando el motivo. El DNC y el Agente Generador, o el Comercializador que lo comercializa según corresponda, deberán intentar llegar a un acuerdo. De no llegar a un acuerdo el conflicto será elevado al Directorio de la ADME, para resolver la aprobación o rechazo del ajuste.

En todas las condiciones en que el ajuste se considere aprobado, el DNC deberá pasar a utilizar como precio reconocido el precio informado.

CAPÍTULO VI. PRECIO DE REFERENCIA DE GAS NATURAL EN UNA CENTRAL

Artículo 31. El precio de referencia del gas natural en una central se calcula como el mínimo entre el precio unitario del gas que figura en el contrato de compra del Agente Generador y el resultante de adicionar al precio de compra medio del gas en boca de pozo en el país de origen, los costos de transporte hasta la frontera del territorio nacional, y los cargos de importación y los costos de transporte en el territorio nacional.

TÍTULO VII. DECLARACIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Artículo 32. Para la Programación Estacional de largo plazo, los Participantes Productores deberán presentar sus estimaciones de evolución del precio del combustible en la central. En caso de que el Participante no suministre algún precio, el DNC deberá completar el dato faltante con el costo variable vigente para la correspondiente unidad.

Artículo 33. Para la Programación de Mediano Plazo y el despacho, los Participantes Productores sólo podrán ajustar sus precios de combustible previstos demostrando el cambio de precios o situación que lo justifica.

Artículo 34. El precio de combustible para el despacho en cada central estará dado por el mínimo entre el precio declarado y el correspondiente precio de referencia del combustible en la central para la semana.

TÍTULO VIII. COSTOS DE ARRANQUE

Artículo 35. El Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa debe informar el consumo de combustible por arranque dentro de los tiempos de arranque reconocido (en frío, en caliente y otros que se consideren necesarios), sobre la base de los resultados de pruebas realizadas cumpliendo los requisitos que define este Anexo.

Artículo 36. El DNC calculará el costo de arranque de una unidad como el producto del consumo de combustible por el precio de combustible en la central para el despacho.

Artículo 37. En el despacho de mínimo costo para la Programación de Mediano Plazo y el despacho diario el DNC deberá tener en cuenta los costos de arranque y parada.

Artículo 38. Para las unidades existentes a la entrada en operación del Mercado, pertenecientes a la empresa UTE, inicialmente se considerarán los costos de arranque y parada vigentes.

TÍTULO IX. COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Artículo 39. El costo variable de operación y mantenimiento corresponde a los costos asociados a los mantenimientos e insumos no combustibles.

Artículo 40. Para las unidades existentes a la entrada en operación del Mercado, pertenecientes a la empresa UTE, inicialmente se considerarán los costos variables de operación y mantenimiento vigentes.

Artículo 41. Para una unidad que ingresa al Mercado, el Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa deberá presentar al DNC los costos de mantenimientos menores previstos y la documentación que lo avala, y el costo variable de operación y mantenimiento resultante.

Artículo 42. De requerir un Participante Productor, un cambio en el costo variable de operación y mantenimiento de una unidad, deberá presentar una solicitud indicando el ajuste a realizar y el motivo que lo justifica, los costos de mantenimientos previstos y la documentación que lo avala, y el nuevo costo variable de operación y mantenimiento resultante.

Artículo 43. En el caso de que ingrese una unidad, o un Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa solicite una modificación a su costo variable de operación y mantenimiento, el DNC deberá evaluar la información suministrada respecto de valores de unidades de características y condiciones similares y valores estándar, dentro de un plazo no mayor de 10 (diez) días hábiles. De tratarse de una modificación, deberá analizar también la diferencia con el valor vigente y el motivo que justifica la solicitud de cambio. De existir diferencias significativas, el DNC deberá considerarlo como un dato a verificar e informar al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa, según corresponda.

Artículo 44. Transcurrido el plazo indicado sin que el DNC informe al Agente Generador o el Comercializador que lo comercializa la necesidad de verificar el dato, se considerará que el costo variable de operación y mantenimiento ha sido aprobado.

Artículo 45. De no resultar una condición de dato a verificar, el DNC deberá informar al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa, según corresponda, que el dato ha sido aprobado.

Artículo 46. De resultar una condición de dato a verificar, el DNC deberá requerir al Agente Generador o al Comercializador que lo comercializa la verificación del dato solicitado, explicando el motivo. El DNC y el Generador, o su Comercializador, de corresponder, deberán intentar llegar a un acuerdo. De no llegar a un acuerdo, el conflicto será puesto a consideración del Directorio de la ADME, para resolver la aprobación o rechazo del dato.

Artículo 47. En todas las condiciones en que el dato se considere aprobado, el DNC deberá pasar a utilizarlo en la programación y el despacho.

TÍTULO X. CÁLCULO DEL COSTO VARIABLE

Artículo 48. Para el cálculo de precios de la energía, el costo variable de una unidad térmica se calcula como el consumo de combustible que resulta de la curva de consumo específico o rendimiento medio, según corresponda, por el precio del combustible para el despacho más el costo variable de operación y mantenimiento. Para el despacho se utilizará el consumo medio, salvo que el modelo requiera una representación de mayor detalle. Para el sobrecosto de Generación Forzada se utilizará la curva de consumo específico. En las bases de datos de acceso abierto a los Participantes el DNC deberá incluir los datos de curva de consumo específico y rendimiento medio, precios de combustibles vigentes (para el despacho y de referencia) y costos variables de operación y mantenimiento.

Artículo 49. El DNC debe informar junto con los resultados del posdespacho, el costo variable para el despacho resultante en cada unidad térmica.

ANEXO VII. GENERACIÓN FORZADA

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El objeto del presente Anexo es identificar las condiciones que llevan a la Generación Forzada y establecer las metodologías que determinan el o los responsables a quienes se asignarán los sobrecostos asociados.

TÍTULO II. TIPOS DE RESTRICCIONES

Artículo 2. Los tipos de restricciones que pueden llevar a la necesidad de Generación Forzada son los siguientes:

a) Mantenimiento de Tensión dentro de los niveles requeridos por los Criterios de Desempeño Mínimo.
b) Restricciones de unidades generadoras.
c) Restricciones de capacidad de trasmisión por características técnicas o Criterios de Desempeño Mínimo.
d) Otras que se definan en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TÍTULO III. RESTRICCIONES DE TENSIÓN

Artículo 3. El DNC está habilitado a despachar Generación Forzada para mantener la tensión dentro de los parámetros que establecen los Criterios de Desempeño Mínimo en las condiciones definidas en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica para el despacho y administración del reactivo.

Artículo 4. Cuando el DNC deba obligar a generar para mantener la tensión dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, la responsabilidad de esta restricción será asignada al o los Agentes o Participantes responsables de acuerdo a los criterios que se indican a continuación.

Si a los nodos en que se presenta el problema de tensión se conecta un Participante consumidor, dicho Participante será considerado responsable de la restricción si el Participante no cumple con el factor de potencia requerido en dicho punto de conexión.

Si a los nodos en que se presenta el problema de tensión se conecta un Participante productor, dicho Participante será considerado responsable de la restricción si tiene restricciones al cumplimiento del aporte requerido por su Curva de Capabilidad P-Q nominal de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Trasmisión.

Artículo 5. El Agente Trasmisor será considerado responsable de la Generación Forzada por tensión si:

a) El nodo está conectado a su sistema de trasmisión.

b) Tiene indisponible equipamiento de trasmisión requerido para el mantenimiento de la tensión en el nodo en que se presenta el problema y tanto los Participantes Consumidores como Productores conectados a los nodos no presentan incumplimientos en sus obligaciones de reactivo.

En todo otro caso los Participantes Consumidores en su conjunto serán considerados responsables de la Generación Forzada por tensión.

TÍTULO IV. RESTRICCIONES DE UNIDADES GENERADORAS

CAPÍTULO I. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 6. Se consideran restricciones de una unidad generadora:

a) Mínimo técnico;

b) Sus tiempos de arranque y parada;

c) Requerimientos de ensayos.

CAPÍTULO II. TIEMPOS DE ARRANQUE Y PARADA

Artículo 7. El Despacho Económico puede requerir el arranque y parada de unidades térmicas. Para determinar los programas de carga de las unidades generadoras dicho Despacho Económico tendrá en cuenta las restricciones en los tiempos de arranque y parada de las unidades. De acuerdo al tiempo requerido para arrancar nuevamente una unidad luego de haber sido detenida, el Despacho Económico, para minimizar el costo total de operación, podrá mantener generando en algunas horas una unidad térmica que, de ser parada en la hora que lo requeriría un despacho, por tiempos de arranque y parada, no podría entrar nuevamente en servicio generando en la hora que la requeriría nuevamente el despacho. En este caso, en las horas en que la unidad generadora se mantiene generando aunque el despacho no la requeriría, se considerará a la unidad generadora como Generación Forzada. También se incluye en este tipo de Generación Forzada la debida a tiempos mínimos de operación.

Artículo 8. Para cada hora en que resulta obligada la unidad por este motivo, la Generación Forzada asociada a esta restricción se calculará con el mínimo técnico reconocido. Si la unidad generadora informara que por restricciones propias se debe mantener por encima de su mínimo técnico reconocido, la Generación Forzada adicional por este incremento del mínimo técnico será tratada de acuerdo a lo que se establece en este Anexo para Generación Forzada por restricciones de mínimo técnico.

Artículo 9. El causante de la Generación Forzada por tiempos de arranque y parada se determinará de acuerdo al siguiente criterio:

a) Si el Participante Productor al que pertenece la unidad forzada requiere un tiempo de arranque y parada mayor que el reconocido, las horas en que resulte forzada por este tiempo adicional serán asignadas como responsabilidad del Participante Productor.

b) Para las horas obligadas por el tiempo de arranque y parada reconocido, el motivo que justifica esta Generación Forzada es el Despacho Económico, o sea la minimización del costo total de operación, logrando así la reducción del costo marginal en las horas en que dicha unidad generadora no resulta obligada.

Artículo 10. El sobrecosto de la Generación Forzada por un tiempo de arranque y parada mayor que el reconocido será asignado al Generador propietario de la unidad generadora o su Comercializador, según corresponda.

Artículo 11. La responsabilidad de pago del sobrecosto de la Generación Forzada por Despacho Económico, o sea por el tiempo de arranque y parada reconocido de una unidad generadora, será asignado al servicio de seguimiento de demanda.

CAPÍTULO III. RESTRICCIONES DE MÍNIMO TÉCNICO

Artículo 12. Cada vez que el despacho requiera obligar una unidad generadora en su mínimo técnico por Criterios de Desempeño Mínimo u obligarla por criterios de Despacho Económico teniendo en cuenta los tiempos de arranque y parada, se considerará Generación Forzada por limitaciones en su mínimo técnico a cualquier requerimiento de dicha unidad que obligue a operarla por encima de su mínimo técnico reconocido.

En este caso la Generación Forzada estará dada por la diferencia entre el mínimo técnico requerido y el mínimo técnico reconocido.

Artículo 13. El responsable de pago del sobrecosto de esta Generación Forzada será el Participante Productor propietario de la unidad generadora con la restricción de mínimo técnico.

CAPÍTULO IV. ENSAYOS

Artículo 14. Si el Participante Productor requiere un ensayo para una de sus unidades generadoras y dicho ensayo requiere mantenerla generando en alguna hora por encima de la energía con que resultaría requerida por el Despacho Económico, en cada hora se considerará Generación Forzada la diferencia entre la energía requerida por el ensayo y la energía requerida por el Despacho Económico sin dicho ensayo.

Artículo 15. El responsable de esta Generación Forzada es el Participante Productor que requiere el ensayo.

Artículo 16. En una hora la Generación Forzada por el ensayo puede desplazar generación más eficiente. En este caso, si un Participante productor al que pertenece generación desplazada, como resultado, se ve obligado a comprar energía en dicha hora para cumplir obligaciones de entrega a Contratos de Abastecimiento en el Mercado Spot a un precio mayor que su costo variable para el despacho, recibirá una compensación.

La compensación horaria se calculará con la generación desplazada valorizada a la diferencia entre el precio del Mercado Spot y su costo variable reconocido para el despacho (el costo variable utilizado en el despacho, ya sea valor del agua o costo variable térmico o precio de la energía en un contrato preexistente).

En este caso, la compensación horaria a pagar por el Participante Productor responsable que requiere el ensayo será la suma de:

a) El sobrecosto por Generación Forzada;
b) La suma de las compensaciones a pagar, de existir, a los Participantes Productores que resultan desplazados.

TÍTULO V. RESTRICCIONES DE TRASMISIÓN

Artículo 17. Las restricciones de capacidad de trasmisión en Trasmisión Zonal, ya sea por restricciones de diseño o de Criterios de Desempeño Mínimo, que obliguen generación serán consideradas responsabilidad de la demanda.

Artículo 18. El sobrecosto correspondiente a dicha Generación Forzada se asignará al Servicio de Administración de Restricciones de Transporte a pagar por los Participantes Consumidores en su conjunto.

TÍTULO VI. ADMINISTRACIÓN DE LA GENERACIÓN FORZADA

Artículo 19. En el despacho y la operación del sistema el DNC asignará la Generación Forzada que resulte requerida de acuerdo a lo establecido en la Reglamento del Mercado Mayorista y el presente Anexo.

Artículo 20. En los Informes que elabore el DNC deberá identificar las restricciones que afectaron el despacho y la Generación Forzada resultante de cada restricción. Para cada restricción deberá identificar la cantidad de horas en que la restricción provocó Generación Forzada, las unidades afectadas, la energía forzada y el sobrecosto correspondiente, sumando, de corresponder a ensayos, las compensaciones a Participantes Productores desplazados.

Artículo 21. Cada hora en que la Generación Forzada de una unidad generadora sea asignada como responsabilidad del Participante productor al que pertenece dicha unidad (por ejemplo, ante restricciones por encima de los valores reconocidos para la unidad), si bien a la unidad le corresponderá para esas horas adicionales la compensación del sobrecosto, dicho sobrecosto será pagado por el mismo Participante Productor.

El resultado de esta condición es que la remuneración neta horaria de la unidad generadora será la valorización de la Generación Forzada asignada como responsabilidad del Participante Productor al precio de la energía en el Mercado Spot. En el caso de Generación Forzada por ensayos la remuneración neta del Participante Productor podrá resultar menor si resulta que debe pagar compensaciones a Participantes Productores desplazados, de acuerdo a lo que se establece en este Anexo.

ANEXO VIII DESPACHO Y PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. El objeto del presente Anexo es describir la metodología de detalle para la implementación del despacho y el cálculo del precio de la energía en el Mercado Spot.

TÍTULO II. DESPACHO

Artículo 2. El despacho para el cálculo del Precio Spot incluirá la disponibilidad real, tanto de generación como de trasmisión. La demanda y generación que no pueda conectarse por una indisponibilidad (programada o forzada), no resultará despachada o abastecida.

Artículo 3. Se entiende por restricciones de Criterios de Desempeño Mínimo a las restricciones de tensión y seguridad de áreas. La Generación Forzada por este motivo no participará en la formación del precio de la energía en el Mercado Spot.

Artículo 4. La Generación Forzada por restricciones de la red de distribución (problemas de tensión) será incluida como forzada en el despacho y no participará en la formación del precio de la energía en el Mercado Spot.

Artículo 5. Se entiende por restricciones operativas a las restricciones de una unidad generadora que se apartan de sus condiciones reconocidas, los tiempos de arranque y parada, y los requerimientos de Generación Forzada por ensayos.

Artículo 6. En el despacho se incluirán los mínimos técnicos y potencias máximas reconocidos, de acuerdo a lo que establece el Anexo. Se considerará restricción operativa todo lo que se aparta de los valores reconocidos (por ejemplo una restricción en la unidad informada por el Generador que obligue un mínimo técnico mayor que el reconocido).

Artículo 7. Los tiempos de arranque y parada, y los requerimientos de Generación Forzada por ensayos se incluirán en el despacho.

Artículo 8. El despacho será tal que mantenga la reserva operativa requerida.

Artículo 9. El despacho tendrá en cuenta las restricciones de trasmisión, tales como la máxima capacidad trasmisible y máximo a entregar por la red a un área (restricciones de seguridad de área).

Artículo 10. El despacho se realizará con paso horario, representando la condición al inicio de cada hora.

TÍTULO III. DATOS A UTILIZAR PARA EL CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT

CAPÍTULO I. DEMANDA (INCLUYENDO EXPORTACIÓN)

Artículo 11. Para el cálculo del valor definitivo del precio de la energía en el Mercado Spot, a cada hora se asignará la demanda horaria registrada en el SMEC.

Artículo 12. De no contarse con los datos del SMEC dentro de los plazos previstos para enviar a los Participantes la información a suministrar con el posdespacho, la ADME utilizará los datos horarios de demanda de la operación para obtener la estimación preliminar del precio.

Artículo 13. En caso de requerirse la evaluación de precios dentro de la hora, debido a eventos que llevan a un cambio que afecta el precio de la energía, se utilizará como dato de demanda total para la discriminación menor que la horaria, la integración de la generación según las mediciones del sistema de telecontrol y medida (SCADA). En caso de no disponerse de medición SCADA, se utilizará la mejor información disponible de la operación.

CAPÍTULO II. DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN (INCLUYENDO IMPORTACIÓN)

Artículo 14. Se utilizará la disponibilidad real resultado de la operación.

Artículo 15. Se tomará como disponibilidad inicial la correspondiente a la hora 0:00.

Artículo 16. Para cada cambio de disponibilidad (tales como disparo, comienzo y fin de mantenimiento, etc.) se tendrá en cuenta la hora del evento.

Artículo 17. Una unidad en prueba se considerará forzada para el despacho.

CAPÍTULO III. DISPONIBILIDAD DE TRASMISIÓN

Artículo 18. Se utilizará la disponibilidad registrada de la operación.

Artículo 19. Se tomará como disponibilidad inicial la correspondiente a la hora 0:00.

Artículo 20. Para cada cambio de disponibilidad (incluyendo contingencia, comienzo y fin de mantenimiento), se tendrá en cuenta la hora en que se produjo.

CAPÍTULO IV. ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y RACIONAMIENTO PROGRAMADO

Artículo 21. Se tendrán en cuenta las condiciones de racionamiento registradas de la operación, incluyendo para cada condición de energía no abastecida:

a) Hora y fin de cada restricción al suministro, sea programado o por actuación de esquemas de desconexión de cargas.
b) Estimación de demanda no abastecida.

CAPÍTULO V. COSTOS VARIABLES PARA EL DESPACHO

Artículo 22. Se utilizarán los costos variables para el despacho suministrados, excepto los valores del agua que utilizarán los calculados por el DNC.

Artículo 23. Para cada Grupo a Despachar (GD) térmico, se podrá utilizar para el despacho un único valor de costo variable, dado por el correspondiente a consumo específico medio.

Artículo 24. Para el cálculo del precio de la energía y de resultar la unidad marginal un Grupo a Despachar (GD) térmico, se utilizará el costo variable disponible para la condición de carga que resulta del despacho. De no existir curva de consumo, se utilizará el único valor disponible.

TÍTULO IV. PRECIO DE LA ENERGÍA ANTE EVENTOS

Artículo 25. Se entiende por evento, a la pérdida o recuperación de carga (incluyendo exportación), y a una pérdida o recuperación de generación (incluyendo importación).

Artículo 26. Si ocurre un sólo evento dentro de una hora, se tomará como precio representativo del evento al precio al comienzo de la siguiente hora. De este modo, el precio representativo desde el comienzo de la hora hasta el minuto anterior al evento es el que resulta del despacho para la hora, y el precio representativo desde el evento hasta el comienzo de la siguiente hora al precio que resulta del despacho para la hora siguiente. Así, si un evento sucede a las 7:19, el despacho determinará el precio para las 7:00 y para las 8:00. El precio de las 7:00 se considerará hasta las 7:18 asumiendo que es el primer evento que ocurre desde el inicio de la hora, y el precio de las 8:00 como precio entre las 7:19 y las 8:00.

Si en cambio se presenta más de un evento dentro de una hora, se calcularán los precios dentro de la hora para cada evento de acuerdo a la siguiente metodología:

a) Se tomará el precio y despacho al comienzo de la hora, y se ordenará la generación despachada (centrales hidroeléctricas, generación térmica, ofertas en la interconexión internacional y unidades racionamiento) por costos variables para el despacho crecientes. Se ordenará también la generación restante prevista, no generando pero disponible (o sea generación hidroeléctrica, generación térmica, ofertas en la interconexión internacional y unidades de racionamiento) ordenada por costos variables para el despacho crecientes.

b) Se tomará como precio previo al evento el correspondiente al despacho del inicio de la hora. Se consideran los eventos por orden de hora de ocurrencia.

c) Para el siguiente evento, se corregirá la lista de unidades despachadas para representar el efecto del evento, de acuerdo a los siguientes criterios:

   i. Para el caso de pérdida de generación o recuperación de demanda, se eliminarán de la lista de unidades despachadas las que resulten indisponibles (de existir) y se agregarán en el orden de la lista de unidades previstas, no generando, despachadas, tantas como sean necesarias para cubrir la demanda prevista en el evento, más pérdidas y reserva, incluyendo de ser necesario las unidades racionamiento.

   ii. Para el caso de recuperación de generación o pérdida de demanda, se agregará a la lista de unidades despachadas la generación recuperada (de corresponder) y eliminará por orden de costos variables para el despacho decreciente tanta generación como sea necesaria para cubrir la demanda prevista en el evento, más pérdidas y reserva.

d) El precio representativo del evento se calculará con el siguiente procedimiento:

   i. De corresponder el evento a una condición de racionamiento o ser insuficiente la reserva, el precio lo dará la primera unidad falla.

   ii. De no existir una condición de racionamiento y resultar reserva mayor o igual que la requerida por los Criterios de Desempeño Mínimo, el precio estará dado por la unidad más cara incluida en la lista corregida de unidades que se prevé despachar, salvo que el valor del agua sea mayor que este costo variable para el despacho, en cuyo caso el precio será el valor del agua.

e) Se considerará el siguiente evento de la hora, repitiendo lo establecido en c) y d), hasta haber determinado el precio en cada evento dentro de la hora.

Artículo 27. La hora se dividirá en subintervalos de acuerdo a la hora en que se produjo cada evento. El precio del subintervalo inicial estará dado por el precio de la hora que resulta del despacho. El precio de cada uno de los siguientes subintervalos estará dado por el precio representativo definido para la condición del evento.

Artículo 28. El precio horario de la energía se obtendrá ponderando los precios representativos de cada subintervalo de acuerdo a la duración del subintervalo.

ANEXO IX INGRESO COMO PARTICIPANTE DEL MERCADO

TÍTULO I. OBJETO

Artículo 1. Las disposiciones de este Anexo tienen por objeto describir los pasos a seguir para la inscripción de los Participantes en el MMEE.

TÍTULO II. SOLICITUD PARA INGRESAR AL MERCADO

Artículo 2. Toda persona jurídica, que desee adquirir la categoría de Participante en el MMEE, deberá presentar la solicitud de ingreso a la ADME.

Esta solicitud será revisada y evaluada de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento del Mercado Mayorista, dentro del plazo de un mes a partir de la fecha de recepción de la solicitud.

Artículo 3. La solicitud de ingreso deberá incluir al menos la siguiente información:

a) Identificación de la persona, incluyendo domicilio, con acreditación del representante legal que firma la solicitud.
b) Identificación de las actividades que desarrollará en el MMEE.
c) Identificación de cada nodo de la red en el que se conectará al sistema, así como constancia de la existencia de los convenios de conexión con el Transmisor correspondiente.
d) Identificación del equipamiento que se incorpora al sistema eléctrico, de corresponder.
e) Identificación de los sistemas de medición, comunicación y protección, según lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.
f) Constancia de las garantías de pago requeridas en el Reglamento del Mercado Mayorista.
g) Identificación de cuenta bancaria para la administración de los créditos y débitos que surjan de las transacciones económicas en el Mercado.
h) Fecha requerida para comenzar a operar en el Mercado, y fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

Artículo 4. Para Generadores Térmicos se requerirá además la siguiente información:

a) Para cada unidad generadora térmica, y para cada Grupo a Despachar (GD) térmico que se acuerde con el DNC, los datos para costos variables. Estos datos se deben ajustar a lo que establece el Anexo del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica: "Costos Variables y Costos de Arranque Térmicos";
b) Costo variable de operación y mantenimiento, expresado en unidad monetaria por MW hora;
c) Costos de arranque, en frío y en caliente, expresados en unidad de combustible por arranque. Si el Grupo a Despachar (GD) corresponde a un agrupamiento de unidades, el costo debe corresponder al arranque y parada de una unidad;
d) Curva de rendimiento (o consumo específico) medio y en diferentes niveles de carga por Grupo a Despachar (GD), expresada en unidad de combustibles por MW neto. Se deberá incluir por lo menos el valor para carga mínima y carga máxima. Si el Grupo a Despachar (GD) corresponde a un agrupamiento de unidades, se deberá indicar el consumo correspondiente a cada carga en que se modifica el número de unidades generando;
e) Precios previstos de combustibles.

Artículo 5. La ADME verificará que el solicitante haya proporcionado la información requerida. En caso contrario, le notificará por escrito las deficiencias de la solicitud, para que sean resueltas. El solicitante deberá proporcionar a la ADME constancia de que ha superado las deficiencias. Todo rechazo por la ADME deberá ser notificado al solicitante, con copia al Regulador.

Artículo 6. Una vez aceptada la solicitud, la ADME le notificará y pasará a ser considerado Participante del Mercado.

Artículo 7. La modificación de cualquier dato técnico deberá hacerse dentro de los plazos indicados en el Anexo Información Operativa para la Programación, el Despacho y la Operación. Cualquier otro dato incluido en la solicitud de ingreso que vaya a ser modificado, deberá

notificarse a la ADME con una anticipación de al menos 2 (dos) semanas antes de entrar en aplicación.

TÍTULO III. REGISTRO

Artículo 8. La ADME deberá contar con un registro con los Participantes del Mercado habilitados, y la información suministrada en su solicitud de ingreso y posteriores actualizaciones.

ANEXO X INCUMPLIMIENTOS A LOS PROGRAMAS DE GENERACIÓN O RACIONAMIENTO

Artículo 1. La banda de tolerancia para medir el cumplimiento de los programas de generación, tanto en condiciones de operación normal como en condición de racionamiento forzado, se define como el máximo entre ±3 (más menos tres) MW de la potencia despachada por punto de conexión y el ±5% (más menos cinco por ciento) de la energía a inyectar o retirar de la red en cada hora, según corresponda, de acuerdo a las instrucciones del DNC.

Artículo 2. De inyectar, un GD, por encima de la generación asignada por el DNC en más de la banda de tolerancia definida, habiendo sido advertido por el DNC de su falta, no será remunerado por la energía inyectada en exceso. El valor resultante de multiplicar dicha energía por el precio del Mercado Spot será asignado como un crédito a los Agentes que disminuyeron su generación asignada de energía en la hora en que ocurrió la falta.

Artículo 3. En caso de incumplimiento de un Agente en mantenerse dentro de una banda de tolerancia en caso de programas de racionamiento, deberá pagar la energía retirada en exceso al precio ofertado por el GD que estaba inmediatamente superior a la unidad marginal en el orden de mérito de despacho. El monto cobrado al Participante del Mercado que incumple será asignado como un crédito a los Participantes del Mercado que retiraron energía en la hora en que ocurrió la falta.

ANEXO XI SISTEMA DE PRECIOS ESTABILIZADOS PARA DISTRIBUIDORES

Artículo 1. Junto con la Programación Estacional de largo plazo y con los escenarios definidos para dicha programación, el DNC determinará la serie de Precios Spot esperada por bloque horario y de compra Spot horario. Con dichos resultados, el DNC calculará para cada Distribuidor, en cada mes y total del semestre, la energía Spot que se prevé comprar y el costo de compra Spot (en cada bloque horario y total), para condición media (probabilidad 50% - cincuenta por ciento), condición seca (probabilidad de excedencia 80% - ochenta por ciento), condición extra seca (probabilidad de excedencia 95% - noventa y cinco por ciento) y condición húmeda (probabilidad de excedencia 20% - veinte por ciento).

Artículo 2. Para cada condición, se calcularán los correspondientes precios estabilizados por bloque horario, mensual y semestral, dividiendo el costo de compra Spot previsto por la energía Spot que se prevé comprar.

Artículo 3. El DNC calculará el fondo requerido en cada mes del semestre para condición seca y extra seca de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 4. El DNC calculará el ajuste del fondo a transferir a tarifas de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) El DNC calculará el estado inicial previsto del Fondo de Estabilización al comienzo del siguiente período semestral de estabilización.

b) Si el estado inicial previsto del Fondo es menor que el fondo semestral requerido para la condición seca, el ajuste del Fondo será igual al faltante, pero con signo positivo, para contar con el fondo requerido.

c) Si el estado inicial del Fondo es mayor que el fondo semestral requerido para la condición seca pero menor que para la condición extra seca, el ajuste del Fondo será cero.

d) Si el estado inicial del Fondo es mayor que el fondo semestral requerido para la condición extra seca, el ajuste del Fondo será el sobrante con signo negativo.

Artículo 5. De acuerdo al ajuste calculado, el DNC calculará para cada Distribuidor el costo de compra para distintas condiciones hidrológicas:

a) Condición de media: El costo total en sus nodos como el costo de compra Spot para probabilidad 50% (cincuenta por ciento) más el ajuste del Fondo.

b) Condición húmeda: El costo total en sus nodos como el costo de compra Spot para probabilidad 20% (veinte por ciento).

c) Condición seca: El costo total en sus nodos como el costo de compra Spot para probabilidad 80% (ochenta por ciento) más el ajuste del Fondo.

d) Condición extra seca: El costo total en sus nodos como el costo de compra Spot para probabilidad 95% (noventa y cinco por ciento) más el ajuste del Fondo.

Artículo 6. En cada condición, el ajuste del Fondo se distribuirá entre los tres bloques en forma proporcional al costo de compra Spot en cada uno. El DNC calculará los correspondientes precios estabilizados por bloque horario, mensual y semestral, dividiendo el costo total (Spot más ajuste) por la energía Spot que se prevé comprar.

ANEXO XII RESERVA NACIONAL Y RESERVA ANUAL

TÍTULO I. RESERVA NACIONAL

Artículo 1. En el cálculo del requerimiento de Potencia Firme Nacional, se considerará como módulo razonable para la instalación de nueva generación 100 (cien) MW.

Artículo 2. La licitación de Reserva Nacional se realizará previo al inicio de cada año, dentro de lo posible con posterioridad a la licitación de contratos de Distribuidores.

TÍTULO II. RESERVA ANUAL

Artículo 3. La licitación de Reserva Anual se realizará previo al inicio de cada año, luego de la licitación de Reserva Nacional. De no haber requerimiento de Reserva Nacional, será dentro de lo posible con posterioridad a la licitación de contratos de Distribuidores.

Decreto Nº 86/003- Prórroga de vigencia del RMMEE

De 5 de marzo de 2003, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2003. – Establece prorroga de vigencia del reglamento del mercado mayorista de energía eléctrica.

VISTO: el Decreto 360/02 de 11 de setiembre de 2002;

RESULTANDO:

I. que por el mismo se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con sus Anexos, cuya entrada en vigencia se dispuso una vez cumplidos los 6 (seis) meses contados desde el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial;

II. que el referido Decreto se publicó en el Diario Oficial Nº 26.094 correspondiente al día 17 de setiembre de 2002, por lo su entrada en vigencia debería producirse el día 17 de marzo del corriente año;

CONSIDERANDO:

I. que hasta el momento no ha sido integrada la Administración del Mercado Eléctrico creada por el art, 2º de la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997;

II. que es necesario, en consecuencia, prorrogar por tres (3) meses la entrada en vigencia del Reglamento mencionado en el Resultando I) del presente;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Prorrógase por dos (2) meses contados desde el día siguiente a la publicación de este Decreto en el Diario Oficial, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con sus Anexos

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 227/003- Prórroga de vigencia del RMMEE

De 9 de mayo de 2003, publicado en D. O. 10 el de junio de 2003. - Se difiere la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista hasta el 30 de noviembre de 2003, con excepciones, y se modifica el mismo.

VISTO: el plazo establecido por el Decreto Nº 86/003 de 5 de marzo de 2003 para la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y la conveniencia de adecuar la redacción de una de sus disposiciones por razones de urgencia;

RESULTANDO: que, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto Nº 86/003 de 5 de marzo de 2003, el Reglamento del Mercado Mayorista ha entrado en vigencia con fecha 13 de mayo de 2003, habiéndose formulado por la Administración del Mercado Eléctrico consideraciones respecto a la necesidad de mantener la prórroga a los efectos de facilitar el proceso de instalación y pleno funcionamiento de esa persona pública no estatal;

CONSIDERANDO:

I. que, resulta conveniente prorrogar la entrada en vigencia del Reglamento mencionado en el RESULTANDO del presente, en atención a que la instalación de la ADME se ha producido recién con fecha 14 de mayo de 2003;

II. que, igualmente, corresponde permitir la urgente designación del cargo de Gerente General de la ADME, a los efectos de la puesta en funcionamiento administrativo y operativo, efectivamente y en los tiempos previstos, de dicha persona pública no estatal;

ATENTO: a lo dispuesto por la Ley Nº 16.832, de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional), por el Decreto Nº 360/002, de 11 de setiembre de 2002 y por el Decreto 86/003, de 5 de marzo de 2003;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Nota: este artículo había dispuesto prorrogar la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica hasta el 30 de noviembre de 2003, con excepción de las normas que regulaban la operación por ADME del Despacho Nacional de Cargas, normativa que entraría en vigencia el 30 de septiembre de 2003.

Sin embargo, el artículo 1 del decreto 493/003, dispuso prorrogar la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica hasta el 1 de marzo de 2004, con excepción del Título VII, Capítulos I, II y III de la Sección III del Reglamento, que entrarían en vigencia el 30 de septiembre de 2003.

Artículo 2º. Nota: este artículo sustituye el artículo 42 del Decreto 360/002.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 299/003- Se modifican normas del RMMEE

De 23 de julio de 2003, publicado en D. O. el 30 de julio de 2003. - Se realizan modificaciones al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

VISTO: la necesidad de adecuar la reglamentación del marco legal del sector eléctrico, de modo de posibilitar el normal desarrollo del mercado eléctrico mayorista;

RESULTANDO:

I. que los decretos del Poder Ejecutivo Nº 277/002 de fecha 28 de junio de 2002 y Nº 360/002 de fecha 11 de setiembre de 2002, aprobaron los Reglamentos de Distribución y del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, respectivamente, que regulan el mercado eléctrico en base a los principios establecidos por la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II. que el Decreto del Poder Ejecutivo Nº 276/002 de 28 de junio de 2002, aprobó el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y recogió los principios rectores en la materia, entre los cuales incluyó la libertad y competencia en generación, la promoción de la competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores y el abastecimiento confiable de la demanda al mínimo costo, con factibilidad ambiental y viabilidad financiera;

CONSIDERANDO: que el Marco Regulatorio requiere sucesivos perfeccionamientos, manteniendo los principios rectores;

ATENTO: a lo dispuesto por el Decreto Ley Nº 14.694 de 1º de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad), el Decreto Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) con las modificaciones introducidas por la Ley Nº 16.211 de 1º de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), la Ley Nº 16.832 de

17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico) y la Ley Nº 17.598 de 13 de diciembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Nota: este artículo le da una nueva redacción a los artículos 293 y 315 del Decreto 360/002.

Artículo 2º. Nota: este artículo agregados incisos al artículo 295 del Decreto 360/002.

Artículo 3º. Encomiéndase a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) que, en el marco del procedimiento previsto en los artículos 13º y siguientes del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, elabore una propuesta de modificación de la reglamentación aplicable a los intercambios internacionales Spot, sobre la base de la participación activa de los participantes productores en la importación y exportación de Spot.

Artículo 4º. Fíjase en 250 kW la potencia mínima contratada necesaria para que el titular de un suministro pueda ser considerado Gran Consumidor y optar por adquirir su energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Artículo 5º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 493/003- Prórroga de vigencia del RMMEE

De 28 de noviembre de 2003, publicado en D. O. el 10 de diciembre de 2003. - Se dispone una nueva prórroga para la entrada en vigencia Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y se introducen modificaciones.

VISTO: lo dispuesto por el Decreto Nº 227/003 de 9 de mayo de 2003, por el que se prorrogó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

RESULTANDO: que en mérito a la norma referida en el VISTO que antecede, se prorrogó desde el 13 de mayo de 2003 y hasta el 30 de noviembre de 2003, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con sus Anexos, con excepción de las normas que regulan la operación por ADME del Despacho Nacional de Cargas, normativa respecto de la cual se dispuso que entrara en vigencia el 30 de setiembre de 2003, circunstancia frente a la cual se requiere mantener la prórroga para permitir la continuación del proceso de instalación de dicha persona pública no estatal;

CONSIDERANDO:

I. que resulta conveniente mantener la prórroga oportunamente dispuesta para la entrada en vigencia del Reglamento mencionado en el VISTO a los efectos de facilitar la culminación de trabajos en curso de ejecución, que resultan necesariamente previos al pleno funcionamiento de ADME para la realización de sus cometidos;

II. que en atención a la experiencia recogida desde la instalación efectiva de ADME, corresponde ajustar algunas disposiciones del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y que teniendo como material fundamental el funcionamiento orgánico de la referida entidad, deben entrar en vigencia de inmediato.

ATENTO: a lo dispuesto por la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, por el Decreto No 360/002 de 11 de setiembre de 2002 y por el Decreto Nº 227/003 de 5 de mayo de 2003;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Nota: este artículo había dispuesto prorrogar hasta el 1º de marzo de 2004, la entrada en vigencia del reglamento del Decreto Nº 360/002.

Artículo 2º. Exceptúanse de lo dispuesto en el artículo anterior el Título VII, Capítulos I, II y III de la Sección III del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica los que tendrán vigencia, con las modificaciones establecidas en el presente Decreto, desde el 30 de setiembre de 2003.

Artículo 3º. Nota: este artículo le brinda una nueva redacción al artículo 44 del Decreto 360/002.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.-

Decreto Nº 539/003- Promoción para construcción de central generadora de ciclo combinado

De 24 de diciembre de 2003, publicado en D. O. 8 el de enero de 2004. - Se declara promovida la actividad a desarrollar por UTE, tendiente a la construcción de una central térmica generadora de energía eléctrica de ciclo combinado que utilice gas natural como combustible.

VISTO: la necesidad que tiene nuestro país de contar con una central térmica generadora de energía eléctrica de ciclo combinado que utilice gas natural como combustible;

RESULTANDO: que se ha tomado la decisión de que tal emprendimiento sea realizado por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, en razón de que se ha declarado desierta la convocatoria para la adquisición de potencia firme y energía a un generador privado;

CONSIDERANDO:

I. que el Decreto Nº 45/002, de 6 de febrero de 2002, declaró de interés nacional la citada actividad de generación de energía, otorgando al eventual adjudicatario un conjunto de exoneraciones tributarias vinculadas a la construcción de la Central Térmica;

II. que corresponde otorgar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, similares franquicias tributarias, adecuando el alcance subjetivo del referido Decreto y los beneficios aplicables a la naturaleza del beneficiario;

ATENTO: a las facultades otorgadas al Poder Ejecutivo por el Decreto-Ley Nº 14.178, de 28 de marzo de 1974 y por la Ley Nº 16.906, de 7 de enero de 1998;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Declárase promovida de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 11º de la Ley Nº 16.906, de 7 de enero de 1998, la actividad a desarrollar por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, tendiente a la construcción de una central térmica generadora de energía eléctrica de ciclo combinado que utilice gas natural como combustible.

Artículo 2º. Otórgase al citado organismo, en relación a la inversión referida, los beneficios previstos en los artículos 2º a 4º inclusive y 6º del Decreto Nº 45/002, de 6 de febrero de 2002, quedando condicionada la efectiva aplicación de los mismos, al cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 8º de dicho Decreto.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 133/004- Norma excepcional

De 21 de abril de 2004, publicado en D. O. 27 el de abril de 2004. - Se dispone la aplicación del artículo 1º del Decreto Nº 385/998, por el término de ciento ochenta días y en tanto perdure la situación excepcional de generación térmica de energía.

VISTO: la situación crítica que atraviesa el mercado generador de energía eléctrica;

RESULTANDO:

I) que la situación de sequía que vive nuestro territorio impone a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) acudir a su parque de generación térmica para satisfacer la demanda de energía eléctrica;

II) que vino a agravar esta crisis la disminución del despacho de energía que la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) tiene contratada en la República Argentina, merced a restricciones de índole energética verificadas en ese país;

CONSIDERANDO:

I) que la situación planteada comporta un considerable aumento del costo de la energía generada por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), que compromete severamente la gestión económica del Ente, o en su defecto, la estabilidad de las tarifas de venta de energía eléctrica;

II) que inciden en forma relevante en el precio de los combustibles empleados por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) en la generación térmica, los tributos aplicados a la primera enajenación de aquellos o alternativamente, a su circulación;

III) que debe procurarse abatir en lo posible la incidencia negativa de esta situación en los costos de la energía eléctrica generada por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE);

IV) que a tal fin corresponderá fijar los precios de los combustibles tomando únicamente como referencia los precios en el mercado internacional y fijar en cero el monto o la alícuota de todos los tributos aplicables a la venta o cualesquiera otras operaciones efectuadas con los combustibles suministrados a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) con destino a la generación térmica de energía eléctrica;

V) a que esta situación se enmarca en lo previsto por el Decreto Nº 385/998, de 29 de diciembre de 1998;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Dispónese la aplicación del artículo 1º del Decreto Nº 385/998, de 29 de diciembre de 1998, por el término de ciento ochenta días y en tanto perdure la situación excepcional de generación térmica de energía.

Nota: esta disposición fue prorrogada por el Decreto 336/008.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 187/004- Excepciones al RMMEE

De 9 de junio de 2004, publicado en D. O. 15 el de junio de 2004. - Se establecen excepciones al Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

VISTO**:** la situación de excepcionalidad derivada de la crisis energética en la región, sumada a la sequía que afecta al país;

RESULTANDO:

I) que el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002 establece condiciones que deben cumplir los contratos de importación de energía eléctrica;

II) que la coyuntura de crisis aludida en el "VISTO" ha tomado imposible el cumplimiento de tales condiciones, planteándose la necesidad de la adopción de medidas rápidas y eficaces, destinadas a resolver en cada oportunidad sus incidencias, así como prevenir sus efectos;

CONSIDERANDO: que resulta necesario resolver en consecuencia, exonerando dicho cumplimiento;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Exceptúase a los contratos de importación de energía eléctrica celebrados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas en tanto se mantenga la situación de crisis energética nacional de público conocimiento, del cumplimiento de las condiciones de contratación establecidas en la Sección XV "Importación y Exportación", del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002. Dichos contratos serán considerados como contratos previos a la puesta en marcha del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (artículo 300 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica), y serán supervisados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 182/005- Exención a UTE de recargos de importación de electricidad desde Brasil

De 13 de junio de 2005, publicado en D. O. 17 el de junio de 2005. - Se exime a UTE de todo recargo por la importación de potencia y energía eléctrica del Brasil.

VISTO: el Decreto - Ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980, que en su artículo 18° otorga al Poder Ejecutivo la potestad de exonerar a las importaciones que realice la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de recargos, consignaciones, impuestos y adicionales de aduanas, proventos portuarios, tasas (comprendidas las consulares) y cualesquiera otros tributos creados o a crearse sobre transacciones internacionales;

RESULTANDO:

I) que la realidad actual del mercado energético en cuanto a demanda y abastecimiento de ésta, implica priorizar un despacho económico, demandando la generación a menores costos;

II) que en ese sentido existe la posibilidad de que esta Administración adquiera energía eléctrica y potencia en cualesquiera de los países vecinos;

III) que en la actualidad existen asimetrías desde el punto de vista tributario, que favorecen los intercambios con la República Argentina en detrimento de los que se efectúen con la República Federativa del Brasil;

IV) que ello deviene de la vigencia de la Ley N° 15.509 de 27 de diciembre de 1983, que aprobó el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre la República Oriental del Uruguay y la República Argentina, que en su artículo 40 establece que "Las transacciones comerciales e intercambios de potencia y energía eléctrica entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay estarán exentos de cualquier tributación nacional, provincial, departamental o municipal, inclusive del impuesto al valor agregado. La exención comprende: derechos aduaneros o consulares, tasas, regalías y todo otro gravamen de cualquier naturaleza vigente o a crearse en el futuro";

CONSIDERANDO: que es política manifiesta del Poder Ejecutivo no propender a la creación de asimetrías tributarias que favorezcan determinadas áreas de negocio o países en detrimento de otras/os;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. La importación de potencia y energía eléctrica y las demás transacciones comerciales necesarias para la importación de energía adquirida por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a la República Federativa del Brasil, estarán exentas de todo recargo incluso el mínimo, Impuesto Aduanero Unico a la Importación, Tasa de Movilización de Bultos, Proventos Portuarios y en general todo tributo cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 349/005- – Reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales

De 21 de setiembre de 2005, publicado en D.O. el 3 de octubre de 2005. – Reglamento de evaluación de impacto ambiental y autorizaciones ambientales.

VISTO**:** el proceso de revisión del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental dispuesto por el Decreto No. 119/005, de 21 de marzo de 2005;

RESULTANDO:

I) que la Ley No. 16.466, de 14 de enero de 1994, estableció un régimen de evaluación de impacto ambiental de alcance nacional, que fue reglamentado por el Decreto No. 435/994, de 21 de setiembre de 1994, modificado parcialmente por el Decreto No. 270/003, de 3 de julio de 2003;

II) que por Decreto No. 119/005, de 21 de marzo de 2005, se suspendió la aplicación del Decreto No. 100/005, de 28 de febrero de 2005, de actualización del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental, encomendado a la Dirección Nacional de Medio Ambiente, ponerlo a consideración de la Comisión Técnica Asesora de la Protección del Medio Ambiente (COTAMA);

III) que dicha Comisión, especialmente a través de un grupo técnico multidisciplinario e interinstitucional constituido al efecto, revisó los decretos de 1994 y 2005, coincidiendo en la necesidad de su modificación y formulando una serie de propuestas de mejoramiento, en base a las cuales, la Dirección Nacional de Medio Ambiente elaboró un nuevo texto de reglamento;

CONSIDERANDO:

I) que la política ambiental nacional debe basarse en la prevención de los efectos perjudiciales de las actividades sobre el ambiente, como principio prioritario previsto por la Ley No. 17.283, de 28 de noviembre de 2000 (Ley General de Protección del Ambiente);

II) que la evaluación de impacto ambiental cumple un importante rol en ese sentido, pero su adecuación, junto con la creación de nuevos instrumentos de gestión ambiental, son elementos fundamentales para la articulación de la política ambiental y de las políticas de desarrollo productivo y social, tendientes a propiciar un modelo de desarrollo sostenible;

III) que el texto reglamentario diseñado, a la vez que actualiza el régimen de evaluación de impacto ambiental de proyectos, prevé mecanismos específicos para el análisis de su localización y el contralor de la operación y funcionamiento de actividades, contemplando de manera particular, situaciones especiales y preexistentes;

IV) que a este reglamento se ha llegado mediante un proceso respaldado técnicamente y con la participación de las distintas entidades y sectores involucrados, adecuándose además, a los avances constitucionales y legales en la materia;

ATENTO: a lo precedentemente expuesto y a lo dispuesto por los artículos 47 y 168 numeral 4° de la Constitución de la República, por la Ley No. 16.466, de 19 de enero de 1994, y, por la Ley No. 17.283, de 28 de noviembre de 2000;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

actuando en Consejo de Ministros, DECRETA:

REGLAMENTO DE EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL Y AUTORIZACIONES AMBIENTALES

Capítulo I Disposiciones generales

Artículo 1º. (Objeto). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente tramitará y otorgará la Autorización Ambiental Previa, prevista en el artículo 7° de la Ley No. 16.466, de 19 de enero de 1994, así como las demás autorizaciones que se establecen, de conformidad con lo dispuesto en el presente Reglamento de Evaluación del Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales.

Artículo 2º. (Ambito de aplicación). Requerirán la Autorización Ambiental Previa, las actividades, construcciones u obras que se detallan a continuación, sean las mismas de titularidad pública o privada:

1. Construcción de carreteras nacionales o departamentales y toda rectificación o ensanche de las existentes, salvo respecto de las carreteras ya abiertas y pavimentadas, en las que la rectificación o ensanche deberá modificar el trazado de la faja de dominio público, con una afectación superior a 10 (diez) hectáreas.
2. Construcción de tramos nuevos de vías férreas y toda rectificación de las existentes en áreas urbanas o suburbanas, o fuera de ellas cuando implique una afectación de la faja de dominio ferroviario superior a 5 (cinco) hectáreas.
3. Construcción de nuevos puentes o la modificación de los existentes cuando implique realizar nuevas Fundaciones.
4. Construcción de nuevos aeropuertos de uso público o remodelaciones de los existentes cuando incluyan modificaciones en las pistas.
5. Construcción de nuevos puertos, tanto comerciales como deportivos o remodelaciones de los existentes donde existan modificaciones de las estructuras de mar, ya sean escolleras, diques, muelles u obras que impliquen ganar tierra al mar.
6. Construcción de terminales de trasvase de petróleo o productos químicos.
7. Construcción de oleoductos y gasoductos que superen una longitud de 10 (diez) kilómetros.
8. Construcción de emisarios de líquidos residuales, cuando la tubería que conduce los líquidos hacia el cuerpo receptor, posee una longitud de más de 50 (cincuenta) metros dentro de éste.
9. Construcción de plantas de tratamiento y disposición final de residuos tóxicos y peligrosos.
10. Instalación de plantas para el tratamiento de residuos sólidos y la apertura de sitios de disposición final de los mismos o la ampliación de los existentes, cuando su capacidad sea mayor o igual a 10 (diez) toneladas/día. Se exceptúa la ampliación de sitios de disposición final de residuos sólidos dentro de los 3 (tres) primeros años de vigencia de este decreto, siempre que la suma de las ampliaciones del respectivo sitio no aumenten su capacidad actual en más del 50 % (cincuenta por ciento).
11. Construcción de plantas de tratamiento de líquidos cloacales diseñada para servir a más de 10.000 (diez mil) habitantes.
12. Construcción de plantas de tratamiento de líquidos y/o lodos de evacuación barométrica o ampliación de las existentes.
13. Extracción de minerales a cualquier título, cuando implique la apertura de minas (a cielo abierto, subterráneas o subacuáticas), la realización de nuevas perforaciones o el reinicio de la explotación de minas (a cielo abierto, subterráneas o subacuáticas) o perforaciones que hubieran sido abandonadas y cuya autorización original no hubiera estado sujeta a evaluación del impacto ambiental. Se exceptúa la extracción de materiales de la Clase IV prevista en el artículo 7° del Código de Minería (Decreto Ley No. 15.242, de 8 de enero de 1981), cuando se realice en álveos de dominio público, o, cuando se extraiga menos de 500 (quinientos) metros cúbicos semestrales de la faja de dominio público de rutas

nacionales o departamentales, así como de canteras destinadas a obra pública bajo administración directa de organismos oficiales.

14. Extracción de materiales de la Clase IV prevista en el artículo 7° del Código de Minería (Decreto Ley No. 15.242, de 8 de enero de 1981), de los álveos de dominio público del Río Uruguay, Río de la Plata, Océano Atlántico y Laguna Merín, así como la extracción en otros cursos o cuerpos de agua en zonas que hubieran sido definidas como de uso recreativo o turístico por la autoridad departamental o local que corresponda.
15. Explotación de combustibles fósiles cualquiera sea su método de extracción.
16. Construcción de usinas de generación de electricidad de más de 10 (diez) Megavatios, cualquiera sea su fuente primaria.

    Nota: redacción nueva dada por el artículo 3º del Decreto Nº. 178/009, de 28 de abril de 2009.
17. Construcción de usinas de producción y transformación de energía nuclear, sin perjuicio de lo establecido por el artículo 215 de la Ley No. 16.226, de 29 de octubre de 1991.
18. Construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica de 150 (ciento cincuenta) kilovoltios o más o la rectificación del trazado de las existentes.
19. Construcción de unidades o complejos industriales o agroindustriales, o puesta en funcionamiento de unidades que no hubieren operado continuadamente por un período ininterrumpido de más de 2 (dos) años, que presenten alguna de las siguientes características:

    a. más de una hectárea de desarrollo fabril, incluyendo a esos efectos, el área construida, las áreas de operaciones logísticas y los sistemas de tratamiento de emisiones y residuos;

    b. fundición de metales con una capacidad de procesamiento mayor o igual a 50 (cincuenta) toneladas anuales;

    c. fabricación de sustancias o productos químicos peligrosos cualquiera sea su capacidad de producción;

    d. fraccionamiento y almacenamiento de sustancias o mercaderías peligrosas. La Dirección Nacional de Medio Ambiente determinará a estos efectos, el listado de los productos y mercaderías peligrosas, pudiendo establecer cantidades o capacidades específicas.
20. Instalación de depósitos de sustancias o mercaderías peligrosas, realicen o no fraccionamiento de las mismas. El listado de tales sustancias y mercaderías será determinado por la Dirección Nacional de Medio Ambiente, la que podrá establecer cantidades o capacidades específicas.
21. Construcción de terminales públicas de carga y descarga y de terminales de pasajeros.
22. Construcción de ampliación de zonas francas y parques industriales.
23. Construcción de complejos turísticos y recreativos.
24. Implantación de complejos y desarrollos urbanísticos de más de 10 (diez) hectáreas y aquellos de menor superficie cuando se encuentren a una distancia de hasta 2000 (dos mil) metros del borde de la suburbana de un centro poblado existente, incluyendo los fraccionamientos con destino a la formación o ampliación de un centro poblado y el establecimiento de clubes de campo o fraccionamientos privados.
25. Construcción de represas con una capacidad de embalse de más de 2 (dos) millones de metros cúbicos o cuyo espejo de agua supere las 100 (cien) hectáreas.
26. Construcción de canales, acueductos, sifones o estaciones de bombeo que se utilicen para riego, cuando conduzcan más de 2 (dos) metros cúbicos por segundo.
27. Instalación de tomas de agua, con capacidad para extraer más de 500 (quinientos) litros por segundo respecto de los cursos de agua superficiales y más de 50 (cincuenta) litros por segundo para las tomas de agua subterránea.
28. Explotaciones hortícolas, frutícolas o vitícolas de más de 100 (cien) hectáreas, en un único establecimiento o unidad de producción.
29. Dragado de cursos o cuerpos de agua con fines de navegación; con excepción de los dragados de mantenimiento de las vías navegables.

30. Nuevas plantaciones forestales de más de 100 (cien) hectáreas en un establecimiento o unidad de Producción.
31. Construcción de muelles, escolleras o espigones.
32. Instalación de cementerios, sean públicos o privados.
33. Toda construcción u obra que se proyecte en la faja de defensa de costas, definida por el artículo 153 del Código de Aguas (Decreto Ley Nº 14.859, de 15 de diciembre de 1978, en la redacción dada por el artículo 193 de la Ley Nº 15.903, de 10 de noviembre de 1987).
34. Las construcciones u obras que se proyecten dentro de las áreas naturales protegidas y sus zonas adyacentes, incorporadas al Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas, así como las actividades incluidas en el listado aprobado por la Dirección Nacional de Medio Ambiente, que se pretendan ejecutar en dichas áreas y zonas adyacentes. Quedan exceptuadas las actividades, construcciones u obras, que estuvieren comprendidas en planes de manejo particulares o generales, aprobados con sujeción a lo dispuesto en la Ley Nº 17.234, de 22 de febrero de 2000.

    Nota: Redacción dada por el artículo 4º del Decreto Nº 294/019, de 30 de setiembre de 2019.
35. La instalación de establecimientos de engorde de ganado bovino a corral con destino a faena o recría, las instalaciones de cuarentena de bovinos en pie, y, otras prácticas de encierro permanente de ganado bovino a cielo abierto en un máximo de hasta 45 m² (cuarenta y cinco metros cuadrados) por animal, localizados en la cuenca del Río Santa Lucía, siempre que cualquiera de ellos tenga una capacidad de encierro superior a 5.000 (cinco mil) animales.

    La enumeración precedente, es sin perjuicio de aquellas otras actividades, construcciones u obras que sean incorporadas por el Poder Ejecutivo, actuando en acuerdo del Presidente de la República con el Ministro de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y el Ministro del área al que corresponda la actividad, construcción u obras que se incorpora.

    Nota: Incoporado por el artículo 8º del Decreto Nº 162/014, de 4 de junio de 2014.
36. Los estudios del lecho marino o del subsuelo marino, incluyendo las actividades de prospección y las de exploración de los mismos, en todos esos casos cuando se realicen a través de métodos que utilicen fuentes acústicas o electro-magnéticas.

    Nota: El numeral se incorporó por el artículo 1º del Decreto Nº. 72/016, de 9 de marzo de 2016.
37. Instalación de centros de cultivo y actividades de acuicultura.

    Nota: El numeral se incorporó por el artículo 1º del Decreto Nº. 271/018, de 28 de agosto de 2018.

Artículo 3º. (Del procedimiento). El procedimiento para el dictado de la Autorización Ambiental Previa, constará de las siguientes etapas:

a) comunicación del proyecto;

b) clasificación del proyecto;

c) solicitud de la Autorización Ambiental Previa;

d) puesta de manifiesto;

e) audiencia pública; y,

f) resolución.

Capítulo II Clasificación del Proyecto

Artículo 4º. El interesado en la realización de alguna de las actividades, construcciones u obras sujetas a Autorización Ambiental Previa, según lo dispuesto en el artículo segundo, deberá comunicar el proyecto a la Dirección Nacional de Medio Ambiente mediante la presentación de la información siguiente:

a) la identificación precisa del o los titulares del proyecto;

b) la identificación precisa del o los propietarios del predio donde se ejecutará el proyecto;

c) la identificación de los técnicos responsables de la elaboración y ejecución del proyecto;

d) la localización y descripción del área de ejecución e influencia del proyecto, incluyendo la localización del proyecto en la cartografía oficial del Servicio Geográfico Militar;

e) la descripción del proyecto y del entorno, conteniendo todos los elementos necesarios para su correcta consideración;

f) el detalle de los posibles impactos ambientales que pudieran producirse, indicando para los impactos negativos o nocivos, las medidas de prevención, mitigación o corrección previstas; y

g) la clasificación del mismo a criterio del técnico responsable de la comunicación del proyecto y del proponente, según las categorías que se establecen en el artículo siguiente; y,

h) la ficha ambiental del proyecto, conteniendo un resumen de la información anterior, cuyo contenido será definido por resolución de la Dirección Nacional de Medio Ambiente. Toda la información será presentada impresa y en formato digital, según las especificaciones y formatos que se determine por resolución de la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

i) constancia de haber presentado copia de la documentación descripta en los literales “a”, “b”, “c”, “d” y “h” de este artículo, en la o las Intendencias correspondientes a los departamentos de emplazamiento del proyecto.
Nota: Redacción dada por el artículo 1º del Decreto Nº 416/013, de 19 de diciembre de 2013.

Toda la información deberá ser presentada en forma impresa y en formato digital, en dos juegos completos (original y copia), según las especificaciones y formatos que se determinen por resolución de la Dirección Nacional de Medio Ambiente.
Nota: Redacción dada por el Artículo 2º del Decreto Nº 416/013, de 19 de diciembre de 2013.

Artículo 5º. (Categorías). Todo proyecto deberá ser clasificado en alguna de las categorías siguientes:

a) Categoría "A": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución sólo presentaría impactos ambientales negativos no significativos, dentro de lo tolerado y previsto por las normas vigentes.

b) Categoría "B": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener impactos ambientales significativos moderados, cuyos efectos

negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables. En estos casos, deberá realizarse un estudio de impacto ambiental sectorial.

c) Categoría "C": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda producir impactos ambientales negativos significativos, se encuentren o no previstas medidas de prevención o mitigación. Dichos proyectos requerirán un estudio de impacto ambiental completo.

Artículo 6º. (Clasificación). Una vez presentada la comunicación del proyecto, la Dirección Nacional de Medio Ambiente dispondrá de un plazo de 10 (diez) días hábiles para evaluar la información aportada junto con la misma y ratificar o rectificar la clasificación propuesta por el interesado. En casos de especial complejidad o importancia, la Dirección Nacional de Medio Ambiente podrá extender dicho plazo por un lapso adicional de 20 (veinte) días hábiles

Cuando el proyecto sea clasificado en la categoría "A", podrá condicionarse su ejecución a la introducción de modificaciones en el proyecto o a la adopción de medidas de prevención o mitigación que sean necesarias para mantener esa categoría.

Si se clasificara el proyecto en la categoría "B", la resolución deberá contener la definición del alcance del estudio de impacto ambiental.

En caso que se omitiere el pronunciamiento de la Administración dentro del plazo establecido, se tendrá por ratificada la clasificación propuesta por el interesado.

La comunicación del proyecto podrá ser rechazada, previa vista del interesado, cuando no cumpliere los requisitos aplicables a la misma o cuando el proyecto planteara actividades prohibidas por la legislación nacional.

Nota: El inciso primero fue dado por el artículo 3º del Decreto Nº 416/013, de 19 de diciembre de 2013.

Artículo 7º. (Interrupción). Cuando se entendiera que la información suministrada por el interesado es incorrecta o incompleta, se interrumpirá el plazo previsto en el inciso 1° del artículo anterior, confiriendo vista al interesado. Una vez presentada la información en forma correcta o completa, se iniciará un nuevo plazo de 10 (diez) días hábiles para que el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente se expida acerca de la clasificación propuesta por el interesado.

Artículo 8º. (Consecuencias). Una vez ratificada o rectificada la clasificación propuesta por el interesado para el proyecto (literal g del artículo 4°), se le expedirá el certificado de clasificación ambiental correspondiente; el que además, será comunicado a los organismos con competencia sectorial en la materia principal sobre la que versare el proyecto, a la Intendencia del departamento en el que se localizará y a la Junta Departamental correspondiente. Cuando el proyecto fuera clasificado en la Categoría "A", se procederá a otorgar la Autorización Ambiental Previa, sin más trámite; sin perjuicio de la imposición de condiciones para el mantenimiento de la clasificación, según lo previsto en el artículo 6°. Cuando el proyecto fuera clasificado en la Categoría "B" o "C", el interesado deberá realizar a su costo, el Estudio de Impacto Ambiental y solicitar la Autorización Ambiental Previa.

Capítulo III De la Solicitud de Autorización Ambiental Previa

Artículo 9º. (Contenido). La solicitud de Autorización Ambiental Previa, deberá contener como mínimo los documentos del proyecto y el Estudio de Impacto Ambiental. La información anterior se presentará impresa y en formato digital en tres documentos separados.

Artículo 10º. (Los documentos del proyecto). Los documentos del proyecto que sean presentados conjuntamente con la solicitud de Autorización Ambiental Previa, deberán contener como mínimo:

a) El resumen ejecutivo del proyecto, conteniendo una memoria descriptiva y los planos básicos del mismo.

b) El marco legal y administrativo de referencia, identificando las normas aplicables y los permisos o autorizaciones necesarios.

c) La localización y área de influencia del proyecto, desde el punto de vista de su ubicación geográfica y político - administrativa.

d) Descripción de las distintas actividades previstas en el proyecto, personal a utilizar, materias primas e insumos, emisiones y desechos. Esta se realizará para todas las fases del proyecto (construcción, operación y abandono) y tanto para las actividades directas como derivadas.

Aquella parte del proyecto que el interesado considere que constituye secreto industrial o comercial, según lo previsto en el artículo 15 de la Ley Nº 16.466, de 19 de enero de 1994, deberá presentarse en un documento separado.

La Dirección Nacional de Medio Ambiente resolverá sobre la pertinencia de tratar la información presentada en el documento separado como secreto industrial o comercial. La información finalmente mantenida en reserva en mérito a ello, deberá ser la mínima posible y su exclusión no deberá impedir la comprensión del proyecto.

Artículo 11. (Estudio de Impacto Ambiental). El Estudio de Impacto Ambiental debe abarcar el proyecto y su posible área de influencia, incluyendo un encuadre general macroambiental: realizándose una comparación objetiva entre las condiciones anteriores y posteriores a la ejecución del proyecto, en sus etapas de construcción, operación y abandono.

Artículo 12. (Contenido del Estudio de Impacto Ambiental). El documento que recoja los resultados del Estudio de Impacto Ambiental, deberá contener como mínimo, las partes siguientes:

Parte I (Características del ambiente receptor): en la que se describirán las principales características del entorno, se evaluarán las afectaciones ya existentes y se identificarán las áreas sensibles o de riesgo; todo ello en tres aspectos:

a) Medio físico: agua, aire, suelo, paisaje, etc.

b) Medio biótico: fauna, flora, biota acuática, etc.

c) Medio antrópico: población, salud, actividades, usos del suelo, sitios de interés histórico y cultural, etc.

Parte II (Identificación y evaluación de impactos): en la que se identificarán y evaluarán los impactos ambientales tanto negativos como positivos, debiéndose considerar los siguientes aspectos:

a) Previsión de impactos directos e indirectos, simples y acumulativos; así como la evaluación de los riesgos derivados de la situación ambiental resultante de la ejecución del proyecto.

b) Predicción de la evolución de los impactos ambientales negativos, comparando la situación del ambiente con y sin la ejecución del proyecto.

c) Cuantificación de los impactos ambientales identificados, tanto geográfica como temporalmente.

d) Comparación de los resultados con la situación actual y con los estándares admitidos.

Parte III (Determinación de las medidas de mitigación): en la que se identificarán y desarrollarán las medidas de mitigación a ser adoptadas y se presentará el cálculo de impacto ambiental residual, en caso que las medidas se adoptasen. Se deberán considerar los siguientes aspectos:

a) las medidas de mitigación que se deberán aplicar par disminuir los impactos ambientales identificados;

b) los planes de prevención de riesgos y de contingencias;

c) las medidas compensatorias o restauradoras que será necesario adoptar;

d) los planes de gestión ambiental del proyecto; y

e) los programas de abandono que será necesario adoptar.

Parte IV (Plan de seguimiento, vigilancia y auditoría): en la que se presentará un plan de monitoreo sobre los factores ambientales relevantes dentro del área de influencia del proyecto.

Parte V (Información y técnicos intervinientes): en el Estudio de Impacto Ambiental deberán explicitarse claramente las deficiencias de información o conocimientos de base, así como las incertidumbres que se hubieran padecido en su elaboración. Se identificarán además todos los técnicos que hubieran intervenido en su elaboración.

Cuando el proyecto hubiera sido clasificado de Categoría "B", el Estudio de Impacto Ambiental deberá poner mayor énfasis en los elementos o en el sector que específicamente hubiera sido señalado, manteniendo en lo pertinente la estructura que surge del presente artículo.

De conformidad con lo establecido en el art. 10 y con los mismos criterios, aquella parte del Estudio de Impacto Ambiental que el interesado considere que constituye secreto industrial o comercial deberá presentarse en un documento separado, manteníendose en reserva según lo que disponga la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

Capítulo IV Tramitación de la Solicitud de Autorización Ambiental Previa

Artículo 13. (Control de admisibilidad y asesoramiento). Una vez recibida la Solicitud de Autorización Ambiental Previa por la Dirección Nacional de Medio Ambiente, se verificará si la misma contiene la información requerida por este Reglamento; confiriendo vista al interesado, en caso de que fuera necesaria cualquier corrección o complementación y a los efectos de la presentación del Informe Ambiental Resumen, según lo que se establece en el artículo siguiente. Según la naturaleza y características del proyecto para el que se solicita autorización, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, requerirá de aquellos organismos que estime pertinente, los asesoramientos que considere necesarios. La Solicitud de Autorización Ambiental Previa podrá ser rechazada sin otro trámite, previa vista del interesado, cuando no cumpliere los requisitos aplicables a la misma o cuando el proyecto planteara actividades prohibidas por la legislación nacional.

Artículo 14. (Informe Ambiental Resumen). El Informe Ambiental Resumen deberá contener en forma sucinta la información contenida en los documentos del proyecto y en el Estudio de Impacto Ambiental, con las correcciones y complementaciones que se hubieran realizado en la tramitación. Deberá presentar un capítulo de conclusiones sobre los principales impactos identificados en el estudio y cuáles serían las medidas que se adoptarían en cada caso. El Informe Ambiental Resumen debe ser redactado en términos fácilmente comprensibles, sin perder por ello su exactitud y rigor técnico.

Artículo 15. (Manifiesto). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente pondrá de manifiesto en sus oficinas, el Informe Ambiental Resumen, para que cualquier interesado pueda acceder a la vista del misma y formular por escrito, las apreciaciones que considere convenientes. A tales efectos, librará el texto del aviso que deberá ser publicado por el interesado, en el Diario Oficial, en un diario de circulación nacional, y en un diario de la localidad más cercana al emplazamiento del emprendimiento de todo lo cual deberá quedar expresa constancia en la tramitación. Con excepción de aquel correspondiente al Diario Oficial, los avisos deberán ser publicados con un tamaño mínimo de 7 centímetros por dos columnas. El plazo de manifiesto será de 20 (veinte) días hábiles, contados a partir del día inmediato siguiente de la última publicación prevista en el inciso anterior.

Artículo 16. (Audiencia Pública). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente dispondrá la realización de una audiencia pública para todos los proyectos que se hubieren clasificado en la categoría C. En todo otro caso podrá disponerla, considerando las repercusiones de orden cultural, social o ambiental del proyecto. A tales efectos determinará la forma de convocatoria y demás aspectos inherentes a la realización de la audiencia pública.

Artículo 17. (Resolución). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente evaluará si el proyecto presenta impactos negativos residuales que puedan considerarse admisibles, teniendo en cuenta el Estudio de Impacto Ambiental y demás información generada en la tramitación. A tales efectos, se considerarán admisibles aquellos impactos negativos que no provoquen contaminación, depredación o destrucción del ambiente. El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente deberá otorgar la Autorización Ambiental Previa, cuando del proyecto sólo se deriven impactos ambientales negativos que puedan ser considerados admisibles. En caso que del proyecto se deriven impactos ambientales negativos que puedan ser eliminados o reducidos a niveles admisibles, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente podrá otorgar la Autorización Ambiental Previa, condicionándola a la introducción de modificaciones en el proyecto o a la adopción de medidas de prevención o mitigación que considerare necesarias para ello. En cualquier caso, la resolución que otorgue la Autorización Ambiental Previa deberá incluir plazos de vigencia a criterio de la Administración. Cuando el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente considerare que del proyecto se derivarían impactos ambientales residuales negativos no admisibles, deberá negar la solicitud de autorización.

Artículo 18. (Plazo). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente dispondrá de un plazo de 120 (ciento veinte) días para pronunciarse sobre la solicitud de Autorización Ambiental Previa.

Dicho plazo se suspenderá cuando se requiera del solicitante la corrección, complementación o ampliación de información, dejándose constancia en el expediente. El vencimiento de dicho plazo, sin que mediare resolución expresa se reputará como denegatoria ficta de la solicitud de autorización.

Artículo 19. (Profesionales intervinientes). La propuesta de clasificación incluida en la comunicación del proyecto, el Estudio de Impacto Ambiental y el Informe Ambiental Resumen, deberán ser avalados por la firma de un técnico profesional universitario con idoneidad en la materia y cuya profesión sea afín al proyecto en cuestión.

Sin perjuicio de la intervención multidisciplinaria de diversos técnicos, el que lo haga según lo dispuesto en el inciso anterior, será responsable ante el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, a los efectos de las gestiones correspondientes a la Autorización Ambiental Previa.

No podrán intervenir ni suscribir los documentos referidos en el primer inciso de este artículo, los funcionarios y quienes se desempeñen bajo otras asimilables en:

a) el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente; y,

b) los organismos públicos que soliciten la Autorización Ambiental Previa o que deban decidir en otras autorizaciones que directamente requiera el proyecto. Quedan exceptuados de la referida prohibición, los funcionarios de los organismos públicos titulares de un proyecto incluido en el artículo 2° del presente, respecto de la comunicación del mismo al amparo del artículo 4°.

Capítulo V Viabilidad ambiental de la localización

Artículo 20. (Especialidades de la comunicación). Los interesados en la realización de las actividades, construcciones u obras comprendidas en los numerales 6, 9 a 12, 16 y 17, 19 a 23, 32 y 35 del artículo 2° del presente decreto, deberán comunicar a la Dirección Nacional de Medio Ambiente su intención lo antes posible en el proceso de formulación del respectivo proyecto, con constancia de haber presentado copia de la misma comunicación en la o las Intendencias correspondientes a los departamentos de emplazamiento del proyecto.

Dicha comunicación deberá realizarse en la forma establecida en el artículo 4°, con las siguientes especialidades:

a) No será exigible la identificación del o de los propietarios de los predios donde se ejecutará el proyecto, según lo previsto en el literal "b" de dicho artículo, aunque deberá especificarse el tipo de tenencia actual y el vínculo jurídico previsto para el proyecto con relación a los predios.

b) La localización y descripción del área de ejecución e influencia, prevista en el literal "d" del artículo 4°, deberá incluir un estudio de localización o selección del sitio donde habrá de ejecutarse el proyecto, comprendiendo el análisis de distintas alternativas si las hubiere. Los criterios y guías para esos estudios serán establecidos por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

Artículo 21. (Del plazo especial de clasificación). Respecto de las actividades, construcciones u obras previstas en el artículo anterior, el plazo de clasificación establecido en el artículo 6° será de 40 (cuarenta) días hábiles, contados a partir de la presentación de la comunicación del proyecto a la Dirección Nacional de Medio Ambiente. Dentro de los primeros 20 (veinte) días hábiles de dicho plazo:

a) La comunicación será puesta de manifiesto en las oficinas del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 del presente decreto. El plazo de manifiesto en este caso será de 10 (diez) día hábiles contados a partir del día inmediato siguiente al de la última publicación.

b) Las Intendencias a las que refiere el inciso primero de este artículo, podrán expedirse sobre el estudio y las alternativas de localización presentadas. Vencido dicho término sin que las mismas se hubieran manifestado ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente, se considerará que no existen observaciones de parte de aquellas a la localización del proyecto, de acuerdo con la normativa departamental o local aplicable.

Artículo 22. (Declaración de viabilidad). El certificado de clasificación ambiental correspondiente a los proyectos comprendidos en este capítulo, incluirá un declaración sobre la viabilidad ambiental, a juicio de la Dirección Nacional de Medio Ambiente, de una o más de las localizaciones propuestas, así como los criterios generales de evaluación a utilizar en el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental.

La inviabilidad de una o más de las localizaciones propuestas, impedirá la presentación de la Solicitud de Autorización Ambiental Previa del proyecto localizado en las mismas.

Capítulo VI De la Autorización Ambiental de Operación

Artículo 23. (Operación y funcionamiento). La operación y funcionamiento de las actividades, construcciones u obras que hubieran recibido Autorización Ambiental Previa, comprendidas en los numerales 5 y 6, 9 a 13, 15 a 17 y 19 a 23, 35 y 37 del artículo 2° del presente decreto, quedará sujeta a la obtención de la Autorización Ambiental de Operación y su renovación cada 3 (tres) años, salvo que se introduzcan modificaciones, reformas o ampliaciones significativas, según se establece.

Nota: El numeral 37 fue incorporado por el Decreto Nº 271/018*, de 28 de agosto de 2018.*

Artículo 24.- (Otorgamiento y renovación). La Autorización Ambiental de Operación será otorgada inicialmente por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, una vez constatado el cumplimiento de las condiciones previstas en la Autorización Ambiental Previa respectiva, el proyecto y el Estudio de Impacto Ambiental. Las renovaciones, incluirán la revisión y actualización de los planes de gestión ambiental y las demás aprobaciones de emisiones y tratamiento de residuos de competencia de dicho Ministerio, así como el análisis ambiental de las modificaciones, reformas o ampliaciones operativas o de funcionamiento que no requieran Autorización Ambiental Previa.

El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, en el plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos y siguientes, establecerá los requerimientos y demás condiciones para la tramitación y otorgamiento de la Autorización Ambiental de Operación.

Capítulo VII De la Autorización Ambiental Especial

Artículo 25. (Estudio ambiental y autorización especial). Declárase objeto de estudio ambiental y autorización especial, de conformidad con el artículo 17 de la Ley Nº 16.466, de 19 de enero de

1994, las actividades siguientes, siempre que hubieran sido construidas, autorizadas o puestas en operación sin haber requerido Autorización Ambiental Previa:

a) Las unidades o complejos industriales o agroindustriales en operación a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, que de cualquier forma ampliaran sus instalaciones o su capacidad productiva y que por sus características anteriores o las resultantes de la ampliación, quedarán comprendidas en cualquiera de las previstas para el numeral 19 del artículo 2°. Tales ampliaciones podrán ser ejecutadas bajo responsabilidad del titular, aun encontrándose en trámite la autorización referida, siempre que el proyecto de ampliación hubiera sido comunicado a la Dirección Nacional de Medio Ambiente, con por los menos 30 (treinta) días de anticipación a la fecha prevista para el comienzo de las obras.

b) Las unidades o complejos industriales o agroindustriales en operación a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, que presentaran cualquiera de las características previstas para el numeral 19 del artículo 2º.

c) La minas a cielo abierto, a cualquier título, en operación a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto.

d) Los centros de cultivo y las actividades de acuicultura que se hubieran instalado sin haber requerido Autorización Ambiental Previa y que de cualquier forma ampliaran sus instalaciones o su capacidad productiva.
En estos casos será de aplicación la previsión del inciso segundo del literal “a” de este artículo.

Nota: La redacción fue incorporada por el artículo 3º del Decreto Nº 271/018, de 28 de agosto de 2018.

e) Los establecimientos de engorde de ganado bovino a corral con destino a faena o recría, las instalaciones de cuarentena de bovinos en pie, y, otras prácticas de encierro permanente de ganado bovino a cielo abierto en un máximo de hasta 45 m2 (cuarenta y cinco metros cuadrados) por animal, localizados en toda la cuenca hidrográfica del Río Santa Lucía que de cualquier forma ampliaran su capacidad de encierro por encima de 5.000 (cinco mil) animales.

Nota: La redacción fue incorporada por el Artículo 7º del Decreto Nº. 162/014, de 4 de junio de 2014.

f) Las actividades, construcciones u obras correspondientes a los numeral 25 a 27 del artículo 2º del presente decreto.

Nota: La redacción fue incorporada por el artículo 14 del Decreto Nº 368/018, de 5 de noviembre de 2005.

A los efectos de las actividades, construcciones u obras a las que refieren los literales “b”, “c” y “f” de este artículo, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, elaborará y publicará planes de aplicación gradual por tamaños, sectores, zonas o tipos.

Nota: La redacción de este inciso final fue incorporada por el artículo 16 del Decreto Nº. 368/018, de 5 de noviembre de 2005.

Artículo 26. (Requisitos y tramitación). A los efectos de la realización del estudio ambiental y de la tramitación de la autorización especial a la que refiere este capítulo, serán de aplicación las disposiciones de este decreto en lo compatible. Lo dispuesto en este capítulo es sin perjuicio de la aplicación de las medidas previstas en el artículo 14 de la Ley Nº 17.283, de 28 de noviembre de 2000 y demás atribuciones del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

Capítulo VIII Otras disposiciones

Artículo 27. (Del registro). El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento territorial y Medio Ambiente llevará un registro de información de relevancia ambiental, en el que se incluirán: los proyectos que sean comunicados, la clasificación que de los mismos resulte, las solicitudes de Autorización Ambiental Previa, los Estudios de Impacto Ambiental y los profesionales intervinientes, los Informes Ambientales Resumen, las resoluciones que otorguen autorizaciones y otras informaciones vinculadas a las materias de este Reglamento. El Ministerio de Vivienda,

Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente establecerá las características operativas de dicho registro, así como podrá disponer su accesibilidad por medios electrónicos, salvo respecto de aquella información que hubiera sido declarada reservada según lo previsto en este decreto y normas concordantes.

Artículo 28. (Otros estudios). Aquel organismo público que realice un estudio de impacto ambiental o cualquier evaluación ambiental de similares características, respecto de actividades, construcciones u obras no incluidas en el artículo 2º de este Reglamento, deberá comunicarlo al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, dentro de los 30 (treinta) días de su finalización, a los efectos de su registro.

Artículo 29. (Incumplimiento y sanciones). Las infracciones a las disposiciones del presente decreto, serán sancionadas por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, según lo establecido en el artículo 6º de la Ley Nº 16.112, de 30 de mayo de 1990, y, en el artículo 15 de la Ley Nº 17.283, de 28 de noviembre de 2000. A los efectos de la aplicación de sanciones, se considerarán infracciones graves las que se detallan a continuación:

a) Ejecutar cualquiera de las actividades, construcciones u obras incluidas en el artículo 2º del presente decreto, sin contar con la Autorización Ambiental Previa, cuando el proyecto correspondiente pudiera ser clasificado en las categorías "B" ó "C" del artículo 5º.

b) Operar, poner en funcionamiento o librar al uso, las actividades, construcciones u obras previstas en el artículo 23 del presente decreto, sin haber solicitado la Autorización Ambiental de Operación.

c) Ejecutar las actividades o ampliaciones previstas en el artículo 25 del presente decreto, sin haber solicitado la Autorización Ambiental Especial.

d) Omitir información ambiental o presentar información falsa o incorrecta, en la comunicación del proyecto o en las solicitudes correspondientes de las autorizaciones previstas en este decreto, incluyendo los documentos que las componen.

e) Incumplir las condiciones previstas en las autorizaciones dispuestas en virtud del presente afectando o poniendo en riesgo el ambiente, incluyendo la salud humana.

f) Incumplir los monitoreos o las garantías establecidas por la Administración.

g) Obstaculizar la labor de contralor de la Dirección Nacional de Medio Ambiente. Las demás infracciones serán consideradas de leves a graves en función del grado de apartamiento de las obligaciones establecidas en el presente reglamento o en las autorizaciones correspondientes, así como de los antecedentes administrativos de los involucrados en las mismas. La reiteración de faltas consideradas leves se reputará como grave.

Artículo 30. (Multas). Las multas que corresponda imponer por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, como consecuencia de infracciones al presente decreto, serán aplicadas según los siguientes criterios:

a) Infracciones consideradas leves, entre 10 (diez) y 1000 (un mil) UR (unidades reajustables).

b) Por la primera infracción considerada grave entre, 200 (doscientas) y 3500 (tres mil quinientas) UR (unidades reajustables).

c) Por la segunda y subsiguientes infracciones consideradas graves entre, 300 (trescientas) y 5000 (cinco mil) UR (unidades reajustables).

El monto de la multa será establecido en cada caso en particular en función de la magnitud de la infracción y sus consecuencias ambientales, así como los antecedentes del infractor.

Artículo 31. (Otras medidas).- Lo dispuesto en los artículos anteriores, es sin perjuicio de la adopción de las medidas complementarias previstas en el artículo 14 de la Ley Nº 17.283, de 28 de noviembre de 2000, así como de las facultades conferidas por el artículo 435 de la Ley Nº 16.170, de 28 de diciembre de 1990 y artículo 4º de la Ley Nº 16.466, de 19 de enero de 1994.

Cuando corresponda, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, revocará la autorización que se hubiera otorgado.

Artículo 32. (Modificación). Las enumeraciones de actividades, construcciones u obras incluidas en el régimen de viabilidad ambiental de la localización (artículo 20) y en la Autorización Ambiental de Operación (artículo 23), podrán ser modificadas por el Poder Ejecutivo, actuando en acuerdo del Presidente de la República con el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y el Ministro del área al que corresponda la actividad, construcción u obra que se modifica.

Artículo 33. (Vigencia). Las especialidades del régimen de viabilidad ambiental de la localización, previstas en los artículos 20 a 23 del presente reglamento, entrarán en vigencia a los 90 (noventa) días corridos y siguientes al de su publicación en el Diario Oficial. El régimen de Autorización Ambiental Previa previsto en este decreto, salvo lo dispuesto en los artículos 20 a 23, entrará en vigencia a los 30 (treinta) días corridos y siguientes al de su publicación en el Diario Oficial. Hasta esa fecha, continuará siendo de aplicación el Decreto Nº 435/994, de 21 de setiembre de 1994, modificado por el Decreto Nº 270/003, de 3 de julio de 2003. La exigencia de estudio ambiental y autorización especial, prevista en el literal "a" del artículo 25, entrará en vigencia a los 30 (treinta) días corridos y siguientes al de la publicación de este reglamento en el Diario Oficial.

Artículo 34. (Derogación). Derógase el Decreto Nº 100/005, de 28 de febrero de 2005, y, a partir de la vigencia del régimen de Autorización Ambiental Previa previsto en este reglamento, el Decreto Nº 435/994, de 21 de setiembre de 1994 y el Decreto Nº 270/003, de 3 de julio de 2003.

Artículo 35. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 389/005- Promueve adquisición por UTE de electricidad de Centrales de pequeño porte

De 7 de octubre de 2005, publicado en D.O. el 14 de octubre de 2005. – Regula y promueve los contratos de compraventa de energía eléctrica.

VISTO: el Decreto 267/005 de 5 de setiembre de 2005 mediante el que se dispuso que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.) promoverá los contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en territorio nacional, estableciéndose las bases de dicha contratación;

RESULTANDO: que en el referido decreto se padeció error en su artículo 1º, numeral III), en cuanto a los precios máximos, se estableció en números el importe de 52 USD/MWh y en letras el importe de cincuenta dólares americanos por Megavatio hora, cuando en este último caso debió establecer cincuenta y dos dólares americanos;

CONSIDERANDO: que a fin de reunir la normativa en un solo texto se considera conveniente derogar el Decreto 267/005 de 5 de setiembre de 2005 y regular la materia que fue objeto del mismo, salvando el error individualizado en el RESULTANDO precedente;

ATENTO: a lo expuesto y lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto-Ley Nº 14.694 de 1º de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto-Ley, y en el artículo 4º del Decreto-Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá los contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en territorio nacional. La potencia instalada en centrales asociadas a dichos contratos no superará los 50 MW y los

mismos se realizarán conforme a los procedimientos previstos en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y sobre las siguientes bases:

I. ALCANCE.- Podrán contratar en este marco, los siguientes generadores:

a) Los consumidores que tengan una potencia contratada no inferior a 50 KW y que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;

b) Los autoproductores que tengan una potencia contratada no inferior a 50 KW y que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;

c) Los co-generadores que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;

d) Otros generadores que instalen centrales nuevas de hasta 2 MW.

A los efectos de la norma, una central se considerará nueva cuando se emplace en la República Oriental del Uruguay con componentes básicos ingresados al territorio nacional a partir del 1º de abrilde 2005.

A todos los efectos previstos para estos contratos se entiende por co-generador a una empresa cuya generación está asociada a otro proceso industrial que influye sobre su capacidad de despacho.

II. CONDICIONES DE CONTRATACION.- Los contratos incluidos en el régimen que se reglamenta deberán contemplar las condiciones que se establecen a continuación, sin perjuicio de los aspectos de detalle de su implementación y operativos que serán definidos en un Acuerdo Operativo a suscribirse entre UTE y el generador:

a) UTE pagará el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red, estableciéndose en el Acuerdo Operativo, las formas de medida y las modalidades de entrega;

b) El generador no venderá energía eléctrica a terceros durante la vigencia del contrato con UTE;

c) UTE y el generador podrán acordar condiciones para la salida de servicio de la central en períodos de bajos costos del sistema;

d) El generador tendrá derecho a decidir su propio despacho, debiendo informar sobre el mismo a UTE con la antelación estipulada en el Acuerdo Operativo.

III. PRECIOS.- Los precios máximos serán de 52 USD/MWh (cincuenta y dos dólares americanos por Megavatio hora) hasta el 31 de diciembre de 2007 y de 30 USD/MWh (treinta dólares americanos por Megavatio hora) desde el 1º de enero de 2008 hasta la finalización del contrato.

Si las partes acuerdan una fórmula de indexación de los precios, la misma deberá ser autorizada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

En caso contrario, los precios serán fijos en dólares americanos corrientes.

UTE y el generador podrán acordar sistemas de precios diferenciados por estación, días feriados, horas del día, etc., sujetos a la aprobación del Ministerio de Industria, Energía y Minería

IV. PLAZO.- El plazo será de hasta 10 (diez) años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

Artículo 2. Los costos asociados a esta forma de contratación (costos de energía y otros costos), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 3. En caso de implementación de cualquier plan de ahorro obligatorio en el uso de la energía, dicho plan sólo será aplicable al eventual margen de consumo que no cubra el generador.

Artículo 4. Derógase el Decreto Nº 267/005 de 5 de setiembre de 2005.

Artículo 5. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 77/006- Promueve adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente renovable

De 13 de marzo de 2006, publicado en D. O. 17 el de marzo de 2006. - Se dispone que UTE promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional.

VISTO: la necesidad de adoptar decisiones tendientes a dinamizar la incorporación al sistema nacional de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado.

RESULTANDO:

I) que la normativa del sector eléctrico vigente establece en qué forma deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo.

II) que, asimismo, tal normativa prevé la posibilidad de que se celebren contratos especiales si, en virtud de directivas de políticas energéticas, se dispone la compra de parte del suministro de los participantes consumidores o de determinado tipo de participante consumidor, de energía renovable no convencional.

III) que la situación energética del país en su dependencia de actores externos y la incertidumbre en el abastecimiento energético futuro de la región plantea la conveniencia de adoptar medidas rápidas y eficaces que permitan incorporar abastecimiento energético en base a recursos autóctonos como son la generación eléctrica a partir de energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas.

IV) que de manera concomitante, las soluciones mencionadas presentan ventajas de reducción de emisiones vinculadas tanto al impacto ambiental en general como al efecto invernadero en particular.

V) que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.

VI) que se entiende conveniente en esta etapa, por razones de desarrollo social, tecnológico y territorial, favorecer la multiplicidad de instalaciones.

CONSIDERANDO:

I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de laspolíticas en el sector de la energía.

II) que se estima conveniente, en este marco, promover instrumentos para la instalación de nueva generación de energía eléctrica de pequeño porte en el territorio nacional, en las modalidades mencionadas.

III) que la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería informa que, con las modificaciones introducidas en el proyecto inicial, y con la conformidad de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, se estaría en condiciones de propiciar ante el Poder Ejecutivo el dictado del decreto correspondiente.

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley Nº 14.694 del 1º de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley Nº 15.031 del 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto Nº 360/002 del 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que

incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total contratada por centrales asociadas a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose una meta de asignación de 20 MW para cada uno de los tres tipos de fuentes promovidas. Los contratos a suscribir tendrán por objeto la compraventa de energía eléctrica asegurada al proveedor durante el plazo contractual, con remuneración de la energía entregada a los precios surgidos de un procedimiento competitivo celebrado conforme a lo previsto en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y a las especificaciones contenidas en el presente decreto. En caso de no alcanzarse para una o más fuentes el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de la o las fuentes restantes.

Redacción dada por: Decreto N° 397/007 de 26/10/2007 artículo 1.

TEXTO ORIGINAL: Decreto N° 77/006 de 13/03/2006 artículo 1.

Artículo 2. Los contratos enmarcados en el presente Decreto se realizarán sobre las siguientes bases:

I. ALCANCE.- Podrán contratar en este marco, los generadores individuales cuya potencia nominal a instalar no supere los 10 MW.

II. CONDICIONES DE CONTRATACION.- Los contratos incluidos en el régimen que se reglamenta deberán contemplar las condiciones que se establecen a continuación, sin perjuicio de los aspectos de detalle de su implementación y operativos que serán definidos en un Acuerdo Operativo a suscribirse entre UTE y el generador:

a) UTE pagará el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red, estableciéndose en el Acuerdo Operativo, las formas de medida y las modalidades de entrega.

b) El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de las ampliaciones que fueran requeridas en la red, de acuerdo a los estudios que UTE realice en cada caso.

c) El generador no venderá a terceros energía eléctrica proveniente de las centrales asociadas a sus contratos con UTE, durante la vigencia de los mismos.

d) Los procedimientos de selección del o de los contratantes deberán incluir una instancia de evaluación de la viabilidad técnica de conexión de quienes estén interesados en ofertar.

e) El generador, durante la vigencia del contrato con UTE resultante de la instrumentación de este Decreto, no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador en el marco de dicho contrato.

f) Las contrataciones enmarcadas en el presente instrumento y los aspectos operativos asociados serán consistentes con las disposiciones de la Reglamentación vigente, entre ellas las referidas a ADME (Administración del Mercado Eléctrico).

g) El generador tendrá derecho a decidir su propio despacho, debiendo estar a las disposiciones previstas en los artículos 69 y siguientes del Decreto Nº 360/002.

h) UTE y el generador podrán acordar la salida de servicio de la central en períodos de bajo costo de la energía del sistema, determinando en cada caso la compensación asociada.

III. PROCEDIMIENTO COMPETITIVO.- La incorporación de potencia de origen renovable a la red se realizará a través de un procedimiento o procedimientos competitivos y transparentes. UTE, previa opinión del Ministerio de Industria, Energía y Minería y de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua, aprobará, para cada procedimiento, un pliego de bases y condiciones particulares.

IV. PRECIOS.- Para la adjudicación se tendrán en cuenta los precios ofertados por unidad de energía entregada, para cada fuente (biomasa, hidráulica, eólica), así como los parámetros vinculados a integración de componente nacional, plazos de entrada en servicio, plazo de contratación y demás que resulten de los pliegos respectivos, los que serán considerados en

el cálculo del índice de comparación previsto. UTE podrá establecer en el pliego una fórmula de indexación. En caso contrario, los precios serán fijos en dólares corrientes.

V. COMPONENTES NACIONALES.- Cada oferta deberá explicitar la parte componente de la inversión que corresponde a bienes de capital nacional, obras de instalación realizadas por empresas nacionales y estudios de ingeniería nacionales. La componente nacional se deberá presentar como un porcentaje de la inversión total, agregándose la documentación que lo acredite, so pena de no considerársela como tal a los efectos de la aplicación del índice de comparación de ofertas.

VI. PLAZO.- El plazo de la contratación será, a criterio de cada oferente, de hasta 20 (veinte) años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

Artículo 3. Se considera que por la aplicación del presente instrumento de política energética, UTE no debe resultar beneficiada ni perjudicada desde el punto de vista empresarial. Se identificará en el costo asociado a los contratos objeto de este Decreto dos componentes, que se llamarán costos de mercado y costos de promoción de las fuentes renovables. A los efectos de este Decreto, los costos de mercado se calcularán como el costo de la energía comprada en los contratos, valorada al costo marginal horario de generación del sistema topeado al primer escalón de falla, y se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE. Los costos de promoción de las fuentes renovables se calcularán como la diferencia entre el monto efectivamente pagado por la energía comprada en los contratos, y el costo de la misma valorada a los costos de mercado, más los costos de administración, financieros y los cargos de distribución y transmisión asumidos por UTE de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2, numeral II, ítem e). Los costos asociados a la promoción de las fuentes renovables se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE, a través de los mecanismos y procedimientos que se acuerden. Estos costos se calcularán al final de cada año. Podrán establecerse en el futuro otras alternativas de financiamiento de costos.

Artículo 4. Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente Decreto respetarán los requisitos ambientales dispuestos en la normativa vigente, incluyendo la previsión de la etapa de finalización de operaciones.

Artículo 5. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 150/006- Suspensión parcial de Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica

De 29 de mayo de 2006, publicado en D.O. el 31 de mayo de 2006. – Suspende parcialmente el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica

VISTO: la situación de sequía que afecta al país, a la que se suman los efectos negativos ocasionados por los cambios constatados en la situación energética regional;

RESULTANDO: que el reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto 277/002 de 28 de junio de 2002 contiene disposiciones cuya aplicación resulta incompatible con la situación mencionada, aunada a un contexto donde no se ha completado la implementación del nuevo marco reglamentario en el sector;

CONSIDERANDO: que se estima necesario resolver en consecuencia;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Suspéndese, en tanto se mantengan las circunstancias que pautan la situación energética señaladas en la parte expositiva de este decreto, la aplicación de la Sección V, el Título I, Capítulo V del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto 277/002 de 28 de junio de 2002.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 194/006- Procedimiento especial de contratación de financiamiento para UTE

De 21 de junio de 2006, publicado en D.O. el 26 de junio de 2006. – Procedimiento especial de contratación de financiamiento. UTE

VISTO: la solicitud de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas relativa al procedimiento especial al amparo del artículo 34 del T.O.C.A.F., para la Contratación de Financiamiento;

RESULTANDO: que el artículo 34 del T.O.C.A.F. expresa que el Poder Ejecutivo previo dictamen favorable del Tribunal de Cuentas, podrá autorizar regímenes y procedimientos de contratación especiales, basados en los principios de publicidad e igualdad de los oferentes, cuando las características del mercado o de los bienes o servicios lo hagan conveniente para la Administración;

CONSIDERANDO: que para el caso en cuestión la Dirección Recursos y Negocios Conexos expresa que este procedimiento se aplicará a toda aquella toma de endeudamiento en el sector financiero nacional e internacional o endeudamiento en el mercado de capitales y en consecuencia no resulta aplicable el procedimiento de la Licitación Pública y es por ello que es necesario contar con fuentes de financiamiento adicionales que requieran de procedimientos ágiles pero sujetos a los principios generales de la contratación;

ATENTO: a lo informado por la Dirección Recursos y Negocios Conexos, el Tribunal de Cuentas y la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Autorízase el procedimiento de Contratación de Financiamiento al amparo del artículo 34 del T.O.C.A.F. que se aplicará a toda aquella toma de endeudamiento en el sector financiero nacional e internacional o endeudamiento en el mercado de capitales para la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, según se detalla en anexo adjunto que forma parte del presente decreto;

Artículo 2. Comuníquese a la Asamblea General y publíquese en el Diario Oficial y en otro diario de circulación nacional.

ANEXO

Procedimiento para la contratación de financiamiento al amparo del artículo 34 del T.O.C.A.F.

I. Las bases de la contratación de financiamiento incluirán como mínimo: monto a financiar, moneda, plazo, tipo de tasa de interés, amortización, método de adjudicación, garantía específica de considerarla U.T.E. necesaria así como lugar, día y hora de la apertura de ofertas.

II. Se procederá a la invitación de, por lo menos, seis instituciones financieras.

III. Cuando se trate de Organismos Multilaterales de Crédito de los que Uruguay es miembro, Agencias de Gobiernos Extranjeros y el Banco de la República Oriental del Uruguay, se podrá contratar directamente a partir de una solicitud de financiamiento.

IV. Para el caso de emisión de endeudamiento en el mercado de capitales se aplicará la Ley 16.749 (Ley de Mercado de Valores) y las normas que dicte el Banco Central del Uruguay como organismo regulador.

V. Se aceptará la presentación de ofertas sujetas a aprobación crediticia, una vez adjudicadas. En el caso de que no se obtuviera la aceptación crediticia de la oferta que resultara en primer lugar, se podrá pasar a la siguiente según el criterio de adjudicación.

VI. La solicitud de depósito de garantía, de mantenimiento de oferta y de fiel cumplimiento de contrato, quedará a juicio exclusivo de UTE.

VII. El Ente podrá otorgar garantías de financiamiento de acuerdo a lo que establece la Ley 15.031 (Ley Orgánica de UTE).

VIII. La apertura de ofertas, se realizará con la intervención de un Escribano Público de la Administración dando fe pública del acto.

IX. La aprobación del llamado de la contratación del financiamiento y sus respectivas bases será realizada por el ordenador primario.

X. Una vez analizadas las ofertas y obtenida la aprobación crediticia correspondiente, se elevará al ordenador primario el Informe Técnico elaborado por la Gerencia de División Económico Financiera aconsejando la adjudicación a la/s oferta/s más conveniente/s o desestimando las mismas.

XI. Una vez adjudicada/s la/s oferta/s, se procederá a la intervención de legalidad por parte del Contador Delegado del Tribunal de Cuentas de la República en el Ente.

XII. Una vez firmados los contratos correspondientes, se deberán remitir todas las actuaciones al Tribunal de Cuentas de la República en un plazo de cinco días.

Decreto Nº 121/007- Modificaciones al RMMEE

De 30 de marzo de 2007, publicado en D.O. el 26 de abril de 2007. – Modifica el reglamento del mercado mayorista de energía eléctrica y asigna nuevos cometidos para el grupo de trabajo sobre marco regulatorio eléctrico.

VISTO: la necesidad de adecuar la reglamentación del marco regulatorio del sector eléctrico a la situación energética nacional y regional y a los lineamientos de la Política Energética;

RESULTANDO:

I) que por la composición actual del sistema de generación hidrotérmico de Uruguay, si bien con baja probabilidad, es posible la ocurrencia de períodos prolongados de restricción en el consumo;

II) que el aumento de los precios de los combustibles destinados a la generación ha elevado los costos variables de generación de algunas de las centrales térmicas del sistema eléctrico a niveles comparables y aún algo superiores al costo del primer escalón de falla previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista;

III) que es posible que existan Autoproductores cuyo tamaño en relación al del sistema sea significativo;

CONSIDERANDO:

I) que la reglamentación vigente establece precios spot iguales a los respectivos valores de costos de falla asociados a los regímenes de reducción del consumo;

II) que para evitar que las transacciones en el mercado spot tomen magnitudes que perjudiquen a los consumidores y a las empresas que compren en dicho mercado, en los países vecinos se han establecido valores máximos para los precios spot;

III) que la determinación de precios spot tiene por una parte efectos en las magnitudes citadas en el párrafo precedente y por otro en eventuales señales a generadores que pudieran participar en transacciones en el mercado horario, correspondiendo realizar una labor de seguimiento y cuando corresponda, de propuestas de adecuación que prevengan y minimicen posibles efectos adversos: aspectos abarcados en lo dispuesto por los Lineamientos de Política Energética del Ministerio de Industria, Energía y Minería y en particular por las Resoluciones del MIEM Nº 158 de 6 de octubre de 2006 y Nº 208 de 5 de diciembre de 2006;

IV) que en situaciones de restricción en el consumo, se torna técnicamente muy complejo determinar qué unidad de falla es la última requerida por el sistema, lo que dificulta la determinación del precio spot;

V) que resulta inconveniente que el valor de la primera unidad de falla sea inferior al costo variable de algunas centrales de importancia en el sistema de generación nacional, ya que la correcta decisión operativa es agotar dichos recursos de generación antes de recurrir a medidas de reducción de consumo;

ATENTO: a lo dispuesto por el Decreto del Poder Ejecutivo Nº 360/002 de fecha 11 de setiembre de 2002 que aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Sustitúyese el literal a) del Artículo 177 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto 360/002, de 11 de setiembre de 2002 por el siguiente:

"(a) para la primera unidad falla, el porcentaje de la demanda es 5% y l Costo Variable para el Despacho es 250 US$/MWh".

Artículo 2. Sustitúyese el artículo 327 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto 360/002, de 11 de setiembre de 2002 por el siguiente:

"El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en ese nodo, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece este reglamento, a menos que el cálculo resultante exceda de 250 US$/MWh, en cuyo caso el Precio Spot de la energía será igual a 250 US$/MWh. Las centrales de generación cuyo costo variable sea superior a dicho valor, que resulten despachadas y vendiendo en el mercado spot, recibirán como remuneración su costo variable para el despacho, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 331 del presente Reglamento."

Artículo 3. Sustitúyese el último inciso del artículo 328 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto 360/002, de 11 de setiembre de 2002 por el siguiente:

"En los casos en que surja una condición de racionamiento programado o falta de reserva (riesgo de racionamiento), el Precio Spot quedará definido por el costo de la primera y menos costosa de las Unidades Falla que resulte requerida por el despacho, a menos que el mismo exceda de 250 US$ por MWh, en cuyo caso el Precio Spot será igual a 250 US$ por MWh".

Artículo 4. Cométese al Grupo de Trabajo sobre Marco Regulatorio Eléctrico, definido por Resoluciones del Ministerio de Industria, Energía y Minería Nº 158 de 6 de octubre de 2006 y Nº 208 de 5 de diciembre de 2006, el seguimiento de las modificaciones dispuestas y el análisis de efectos en el funcionamiento del mercado spot, elaborando las correspondientes propuestas de adecuación que prevengan y minimicen posibles efectos adversos.

Artículo 5. Comuníquese, publíquese.

Decreto Nº 355/007- Control de transformadores, cables y otros elementos metálicos

De 24 de setiembre de 2007, publicado en D.O. el 1 de octubre de 2007. – Regula la erradicación y veda respecto de la tenencia, comercialización y transporte ilegítimos de transformadores, cables y otros elementos metálicos de las redes de UTE.

VISTO: los numerosos hurtos de transformadores, cables y demás elementos metálicos pertenecientes a las redes de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, así como los daños dolosamente infligidos a los componentes de esas redes, que resienten considerablemente el servicio público de electricidad y el suministro de ésta a los usuarios;

RESULTANDO: que los graves daños a las redes y los perjuicios económicos que representan tales actos ilegítimos para UTE, que debe reponer constantemente los elementos hurtados o dañados, con el consiguiente perjuicio tanto para ese Ente, como para los usuarios que se ven privados de un servicio primordial;

CONSIDERANDO: que cobra particular importancia vedar y erradicar la tenencia, comercialización y transporte ilegítimos de todos esos elementos constitutivos de las redes de UTE y de sus chatarras;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. La autoridad Policial deberá controlar que quienes, en todo el territorio nacional, transporten, comercialicen o tengan en su poder, transformadores y cables integrantes de las redes públicas de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y sus chatarras, cuenten con la autorización expresa de este Organismo.

Artículo 2. Quienes, por razones de servicio, deban transportar los materiales referidos en el artículo anterior, deberán estar munidos de una guía de tránsito numerada correlativamente, autorizada por UTE y suscrita por funcionarios debidamente encomendados a tal fin. A efecto de los controles correspondientes, las Jefaturas de Policía tendrán un registro de las personas autorizadas a suscribir las guías de tránsito.

Artículo 3. Las guías de tránsito referidas se expedirán por duplicado y deberán contener los siguientes datos: nombres, apellidos o razón social del tenedor autorizado; número de su inscripción en el R.U.C.; fecha y lugar físico de salida de los productos, características (cable nuevo, cable usado o trozos de cable, Nº de transformador), volúmenes y peso de los materiales transportados, constancia de llegada, sello y firma de las personas encargadas de efectuar los controles de los permisos. Las guías tendrán una validez máxima para su utilización de 2 días corridos, a contar de la fecha establecida en la constancia de salida del establecimiento.

Artículo 4. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) podrá otorgar permisos especiales, renovables cada seis (6) meses, a efectos de que sus contratistas puedan almacenar transformadores, cables y sus chatarras en sus depósitos, y transportar transformadores y cables nuevos hacia y desde las obras. Asimismo, podrá otorgar a esos contratistas, permisos especiales con 48 (cuarenta y ocho) horas corridas de vigencia para el transporte de chatarra de cobre o aluminio.

Artículo 5. Todo cable, transformador o elemento metálico integrante de las redes públicas de UTE, o sus chatarras, que la Policía encuentre en cualquier medio de transporte sin la correspondiente guía de tránsito, o en cualquier local no autorizado expresamente por UTE, serán puestos, juntamente con el o los vehículos empleados en el transporte irregular, a disposición de la sede judicial competente, poniéndola en conocimiento de las circunstancias indicadas, estándose a lo que el Magistrado disponga.

Artículo 6. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 366/007- Régimen de garantía de permanencia y tasa de conexión

De 1º de octubre de 2007, publicado en D. O. el 8 de octubre de 2007. - Se modifica el decreto 277/002, de modo de habilitar la aplicación del régimen de garantías de permanencia y tasas de conexión allí previstas.

VISTO: la necesidad de avanzar en la implementación de las acciones que permitan consolidar conceptual y empíricamente el marco regulatorio adecuado para el momento actual del sector eléctrico y del país;

RESULTANDO: I) que el artículo 1º del Decreto del Poder Ejecutivo Nº 314/006, de 5 de setiembre de 2006, dispuso requerir a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones

Eléctricas (UTE) una propuesta de adecuación de las disposiciones contenidas en la Sección II, Título I, Capítulo II y en la Sección V, Título II, Capítulo IV del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo Nº 277/002, de 28 de junio de 2002, de modo de habilitar la aplicación del régimen de garantías de permanencia y tasas de conexión previsto en dicha normativa;

II) que, en cumplimiento de dicha disposición, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) remitió al Poder Ejecutivo la propuesta requerida, habiéndose recabado la opinión de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA);

CONSIDERANDO: I) que la aplicación del régimen previsto por el Reglamento de Distribución con las modificaciones que introduce este decreto implica un avance respecto a la situación actual, que se traduce en una disminución, en términos generales, de los costos de conexión de los usuarios del servicio;

II) que, por otra parte, corresponderá adaptar los sistemas de gestión de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) al nuevo régimen, de modo de dar respuesta ágil y efectiva a las solicitudes de nuevos suministros o de ampliación de la potencia contratada, en consonancia con el modelo previsto por el Reglamento de Distribución en la redacción dada por este decreto;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º, de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Nota: el artículo 1 dispuso modificar el artículo 11 del Decreto Nº 277/002, pero dicha redacción fue posteriormente modificada por el artículo 1 del Decreto 598/009.

Nota: el artículo 2 dispuso modificar el artículo 17 del Decreto Nº 277/002, pero dicha redacción fue posteriormente modificada por el artículo 1 del Decreto 598/009.

Artículo 3º. Modifícase el artículo 18 del Decreto Nº 277/2002, de 28 de junio de 2002, el que quedará redactado de la siguiente manera: "Artículo 18. Las garantías de permanencia y contratación que solicite el Distribuidor no podrán superar el 80% (ochenta por ciento) del avalúo de las obras proyectadas por el Distribuidor para la conexión.

Las obras incluirán tanto la ampliación de la capacidad de instalaciones existentes como las extensiones dedicadas para la conexión. Las mismas se avaluaran a partir del presupuesto del Distribuidor que deberá reflejar la alternativa de mínimo costo.

La garantía de permanencia podrá ser exigida ante solicitudes de potencia superiores a 50 kW. Cuando las solicitudes involucren potencia del mismo tenor, y refieran a edificaciones o construcciones colectivas, el Distribuidor podrá requerir la garantía de contratación, en sustitución de aquélla. El Distribuidor informará al Regulador los montos por él fijados en lo atinente a garantías a exigir a sus usuarios, los que deberán respetar las condiciones establecidas precedentemente. Asimismo el Distribuidor informará al Regulador respecto a los criterios de requerimientos de obra. El interesado podrá reclamar al Regulador, si considerara excesiva la garantía exigida por el Distribuidor."

Artículo 4º. Modifícase el artículo 19 del Decreto Nº 277/2002, de 28 de junio de 2002, el que quedará redactado de la siguiente manera:

Nota: la redacción introducida por este artículo, fue posteriormente modificada por el artículo 3 del Decreto 598/009.

Artículo 5º. Modifícase el artículo 68 del Decreto Nº 277/2002, de 28 de junio de 2002, el que quedará redactado de la siguiente manera: "Artículo 68. Aquellos costos que se vinculen directamente a la conexión del Suscritor, y que no estén incluidos en el VADE, darán lugar al cobro de una Tasa de Conexión. Esta tasa se determinará en función del costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la instalación de enlace del Suscritor con la red de distribución y el costo directo de montaje de éstos. Forman parte de la instalación de enlace del Suscritor, la acometida, el equipo de medida y el equipo de protección y desconexión de la

instalación interior del mismo. A los Grandes Consumidores se le aplicará igual Tasa de Conexión que a los Suscritores exceptuándose los costos del sistema de medición. Para Usuarios de Distribución con potencia contratada menores o iguales a 50 kW ubicados dentro de la Zona Electrificada los valores de las Tasas de Conexión serán incluidos en el pliego tarifario, que aprueba el Poder Ejecutivo. Para el resto de los Usuarios de Distribución las Tasas de Conexión serán calculadas por el Distribuidor por medio de un presupuesto avaluado según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución, incluyéndose exclusivamente el tipo de instalaciones especificadas en el presente artículo. A los efectos del cobro de la Tasa de Conexión podrán preverse sistemas de pago en cuotas."

Artículo 6º. Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor podrá solicitar a los interesados un Cargo por Expansión de Red, en los casos que se detallan:

a) Las solicitudes individuales o colectivas ubicadas dentro de la Zona Electrificada que superen las siguientes potencias:
   1. En áreas de distribución tipo clasificadas como urbanas 250 kW.
   2. En áreas de distribución tipo clasificadas como rurales 50 kW.
   3. Para instalaciones de media tensión calificadas como Subtrasmisión 500 kW.

b) Las solicitudes que se ubiquen fuera de la Zona Electrificada.

El Cargo por Expansión de Red se asociará a la diferencia, cuando ésta fuera positiva, entre el monto por kW de la obra necesaria para conectar al solicitante y la inversión de conexión media de los suscritores ubicados en zona electrificada. Los valores medios de inversión serán estimados por el Distribuidor y propuestos al Regulador para su aprobación.

En los casos que el Distribuidor estuviera habilitado a exigir garantía de permanencia o de contratación, según el procedimiento establecido en los artículos 17, 18 y 19 del Decreto Nº 277/2002, de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el presente decreto, lo que pague el usuario por Cargo por Expansión de Red será descontado del monto de obra tomado como referencia para el cálculo de la garantía.

Asimismo, los pagos realizados por el Usuario por concepto de Cargo por Expansión de Red serán descontados de la Remuneración del Distribuidor por el servicio de Distribución, definida en el Título II de la Sección V del Decreto Nº 277/2002, de 28 de junio de 2002.

A los efectos del cobro del Cargo por Expansión de Red podrán preverse sistemas de pago en cuotas.

Artículo 7º. Aquellas viviendas que soliciten un máximo de 2,2 kW y que constituya única vivienda del Suscritor y no tengan más de una luz y un tomacorriente por ambiente tendrán una bonificación sobre el valor de la tasa de conexión del 90%. En la ficha correspondiente a este tipo de instalación, deberá quedar constancia que dicha carga fue autorizada al amparo de esta bonificación. Si una vivienda, a la cual se le hubiera autorizado carga con esta bonificación, cambiara de destino o solicitara un aumento de carga deberá abonar la tasa de conexión asociada a los kW autorizados. La diferencia resultante deberá ser actualizada según la variación de la Unidad Básica de Tasas (U.B.T.) entre el momento de la presupuestación original y el mes anterior al cambio.

Artículo 8º. Las modificaciones y previsiones dispuestas en el presente decreto entrarán en vigencia el 1º de junio de 2008.

Nota: El artículo 1 del Decreto 258/008, dispuso diferir la entrada en vigencia de las modificaciones y previsiones de este Decreto hasta el 1 de noviembre de 2008.

Artículo 9º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) deberá readecuar el funcionamiento de sus sistemas de gestión a efectos de dar cumplimiento, en tiempo y forma, a la normativa aprobada.

Artículo 10º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 395/007- Adecuaciones a la reglamentación de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas

De 24 de octubre de 2007, publicado en D. O. el 27 de octubre de 2007. - Se introducen adecuaciones en la Reglamentación de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

VISTO: la conveniencia de introducir adecuaciones en la reglamentación del artículo 10 de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en lo relativo a la Tasa del Despacho Nacional de Cargas (DNC), destinada a financiar el presupuesto de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

RESULTANDO: I) que la norma establece que dicha tasa se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional y es recaudada por la ADME en base a liquidaciones conforme a la reglamentación;

II) que adicionalmente, la norma dispone que compete al Poder Ejecutivo fijar su monto, así como aprobar el presupuesto de la ADME.

CONSIDERANDO: I) que por las particularidades del sistema eléctrico nacional, sumadas a la crisis energética regional, no ha sido posible aplicar los procedimientos previstos en la reglamentación para formalizar y valorar las transacciones a través del Sistema Interconectado Nacional, a las cuales aplicar la Tasa del Despacho Nacional de Cargas;

II) que no obstante, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) se constituyó y cumplió actividades técnicas instrumentales que le permitieron prepararse para dar cumplimiento al cometido legal asignado;

III) que consecuentemente, incurrió en gastos de funcionamiento que, hasta el presente han sido solventados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), cumpliéndose de esa manera la finalidad que perseguía lo dispuesto por el artículo 2º del Decreto Nº 263/004 de 28 de julio de 2004 en la redacción dada por el artículo 2º del Decreto Nº 326/004 de 9 de setiembre de 2004;

IV) que en virtud de lo expresado, corresponde que el Poder Ejecutivo, en ejercicio de la competencia establecida en el antes mencionado artículo 10 de la Ley Nº 16.832, adecue la reglamentación relativa al presupuesto de la ADME así como su financiamiento hasta el presente, y defina la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º, de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. En la medida que, los costos de funcionamiento de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) correspondientes a los ejercicios 2003 a 2006, se ajustaron a lo aportado por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), en los períodos indicados, cualquier obligación entre las partes, originada en las circunstancias aludidas en el presente Decreto queda cancelada.

Artículo 2º. A partir del ejercicio 2007, la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financia el presupuesto de la ADME se calculará conforme al procedimiento que, incorporado en anexo, forma parte del presente Decreto.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO

1. Aplicación de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas (VUTI$t)

Cada mes, se gravará con la tasa VUTI$t, expresada en $U/MWh:

a) toda inyección de energía a la red, por concepto de energía generada, importada o en tránsito entre otros países u otro, y

b) toda extracción de energía de la red, realizada por:

i. la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) con el fin de suministrar a los clientes a los que les vende energía;

ii. un Gran Consumidor;

iii. un Autoproductor;

iv. energía en tránsito entre otros países, o;

v. toda otra extracción.

El mecanismo de percepción de la tasa correspondiente a la energía generada por Salto Grande será acordado entre UTE y la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), entendiéndose que toda la energía uruguaya de Salto Grande se contabiliza como una inyección de energía a la red de Uruguay.

2. Cálculo de la tasa (VUTI$t)

A comienzo del año calendario t se estimará un valor unitario de la tasa VUTI$t que se aplicará durante todo el año t, según la fórmula:

$$VUTI\$_t = \frac{PRESADME_t + AJUSTE_t}{2 \times DEM_t}$$

Si el valor de VUTI$t resultase negativo, la tasa será nula en el año t.

donde:

PRESADMEt: es el presupuesto de ADME aprobado por el Poder Ejecutivo para el año calendario respectivo t.

DEMt: es la previsión de la demanda a ser entregada en bornes de generación, para el año calendario respectivo t, de acuerdo a las estimaciones empleadas en la programación de la operación.

$$AJUSTE_t = PRESADME_{t-1} + AJUSTE_{t-1} - MRECAUD_{t-1}$$

donde:

MRECAUD t-1: es el monto recaudado por la tasa en el año t-l, para el año inicial el AJUSTE se toma nulo

3. Medida

Las medidas de las inyecciones a la red y retiros de la red serán las registradas por el DNC.

Las inyecciones y retiros de energía gravados por la tasa serán presentados por ADME en el documento de transacciones mensuales.

Decreto Nº 397/007- Ajustes a la promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente renovable

De 26 de octubre de 2007, publicado en D. O. el 31 de octubre de 2007. - Se sustituye el artículo 1° del Decreto 77/006, relativo a la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo.

VISTO: el Decreto No. 77/006 de fecha 13 de marzo de 2006 que promovió las formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado, así como las acciones realizadas por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a través del llamado a Licitación Pública Nº P35404 en el marco del decreto señalado.

RESULTANDO: I) que la normativa vigente del sector eléctrico establece en qué forma deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo;

II) que asimismo tal normativa prevé la posibilidad de que se celebren contratos especiales de compraventa de energía en virtud de políticas energéticas;

III) que dicho Decreto prevé la promoción por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas.

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que como resultado del llamado UTE Nº P35404, el Directorio de dicho Ente, emitió la Resolución Nº 07-114 de fecha 01 de Febrero de 2007 que adjudicó parte de los 60 MW objetivo del Decreto No. 77/006, quedando un remanente a ser convocado dentro de una fase complementaria del llamado;

III) que la aplicación del Decreto No. 77/006 y las instancias del llamado UTE Nº P35404 permitieron obtener experiencias que posibilitan adecuar los principios de convocatoria para la capacidad remanente mencionada así como facilitar la instalación de los generadores adjudicatarios del Llamado.

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley No. 14.649 de 1 de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley No. 5.031 de 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º.- Sustitúyese el artículo 1º del Decreto No. 77/006, que quedará redactado de la siguiente manera:

> "Artículo 1º.- La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total contratada por centrales asociadas a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose una meta de asignación de 20 MW para cada uno de los tres tipos de fuentes promovidas. Los contratos a suscribir tendrán por objeto la compraventa de energía eléctrica asegurada al proveedor durante el plazo contractual, con remuneración de la energía entregada a los precios surgidos de un procedimiento competitivo celebrado conforme a lo previsto en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y a las especificaciones contenidas en el presente decreto. En caso de no alcanzarse para una o más fuentes el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de la o las fuentes restantes".

Artículo 2º.- A los efectos del o los llamados complementarios al UTE P35404 así como para la instalación de los generadores adjudicatarios del mismo, se introducen los siguientes complementos y modificaciones al Decreto No. 77/006:

I) Las centrales asociadas a los contratos celebrados en el marco de los procedimientos aludidos tendrán una potencia instalada que no supere los 20 MW. La potencia total contratada con UTE asociada a esa central y a los contratos celebrados en el marco del Decreto 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, no podrá superar los 10 MW.

II) Los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto No. 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, asociados a la misma central, se ordenarán por precios crecientes a los efectos de su facturación.

III) En caso de centrales asociadas con potencia instalada mayor a 10 MW, la potencia a contratar con UTE en el marco del Decreto No. 77/006 con las modificaciones introducidas por el presente decreto, representará al menos un 50% de dicha potencia instalada. (Ver Nota al Pie de Página)

IV) Los contratos referidos en el numeral II) de este artículo tendrán prioridad de ejecución frente a la venta de la energía asociada a la potencia remanente de la misma central.

Durante la vigencia de dichos contratos la potencia remanente inyectada a la red de UTE, que no gozará del régimen de excepción establecido en el Decreto referido, podrá volcarse al mercado spot de energía eléctrica.

Artículo 3º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Nota: Ver Decreto No. 299/008, que determina que el art. 2º, numeral III) de este Decreto, sólo resulta aplicable a las centrales generadoras de porte, entendiendo por tales a aquéllas que tengan una potencia instalada mayor a 10 MW e inyecten a la red una potencia superior a 10 MW.

Decreto Nº 58/008- Excenciones tributarias de adquisiciones de electricidad desde zonas francas

De 1º de febrero de 2008, publicado en D. O. el 19 de febrero de 2008. - Se establece que la adquisición de energía eléctrica y potencia, así como todas las transacciones necesarias para dicha adquisición por parte de UTE, desde zonas francas, estarán exentas de todo recargo, y de todo tributo por importación.

VISTO: el Decreto Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980, que en su artículo 18º otorga al Poder Ejecutivo la potestad de exonerar a las importaciones que realice la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas de recargos, consignaciones, impuestos y adicionales de aduanas, proventos portuarios, tasas (comprendidas las consulares) y cualesquiera otros tributos creados o a crearse sobre transacciones internacionales

CONSIDERANDO: I) que la realidad actual del mercado energético en cuanto a demanda y abastecimiento de ésta, implica priorizar un despacho económico, demandando la generación a menores costos;

II) que en ese sentido existe la posibilidad de que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas adquiera energía eléctrica y potencia en zonas francas;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo1º. La adquisición de energía eléctrica y potencia así como todas las transacciones comerciales necesarias para la mencionada adquisición por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) desde zonas francas, estarán exentas de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la tasa de Movilización de Bultos, de los Proventos Portuarios y en general de todo tributo cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación.

Artículo 2º. La presente norma regirá a partir del 1º de diciembre de 2007.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 258/008- Difiere entrada en vigencia de Decreto Nº 366/007

De 29 de mayo de 2008, publicado en D. O. el 30 de mayo de 2008. - Se difiere hasta el 1° de noviembre de 2008 la entrada en vigencia de las modificaciones y previsiones dispuestas en el Decreto N° 366/007.

VISTO: el Decreto N° 366/007, de 1° de octubre del 2007, que estableció un conjunto de modificaciones al Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Decreto 277/002, de 28 de junio de 2002) con el objetivo de habilitar la aplicación del régimen de Tasas de Conexión, Garantías de Permanencia y de Contratación.

RESULTANDO: I) que por Decreto N° 212/08, de 14 de abril de 2008, se dispuso la aplicación de un "Plan de Ahorro de Energía Eléctrica";

II) que dicho Plan surgió como consecuencia de ponderar el estado de los niveles y los aportes a los embalses de las centrales hidroeléctricas, que configuran una situación de fuerza mayor que obliga a conservar, en la medida de lo posible, el agua del embalse del Rincón del Bonete para asegurar el abastecimiento, aconsejando ejecutar medidas concretas en el corto plazo con la finalidad de enfrentar dicha situación;

III) que la situación de riesgo en el suministro de energía eléctrica, derivada de la permanencia del déficit hídrico existente en las cuencas donde se encuentran ubicadas las centrales hidroeléctricas, motivó el dictado del Decreto N° 236/008, de 12 de mayo de 2008, por el cual se profundizó el "Plan de Ahorro de Energía Eléctrica" citado.

CONSIDERANDO: I) que se mantiene el objetivo de implementar el régimen de Tasas de Conexión, Garantías de Permanencia y de Contratación, en tanto el mismo presenta, en general, un conjunto de ventajas al facilitar la conexión de nuevas demandas;

II) que, en consecuencia, en el corto plazo la implementación del régimen aludido puede originar una demanda adicional de energía eléctrica y potencia;

III) que resulta imperioso compatibilizar los objetivos de corto, mediano y largo plazo en el sentido de adecuar los procedimientos de conexión al sistema eléctrico con la situación de fuerza mayor explicitada, trasmitiendo a los clientes una señal estable, consistente con la difícil coyuntura por la que atraviesa el sistema eléctrico nacional;

IV) que, por lo tanto, resulta conveniente aplazar el comienzo del nuevo régimen de Tasas de Conexión, Garantías de Permanencia y de Contratación previsto para el próximo 1 de junio, hasta pasados los meses de mayor consumo de energía eléctrica.

ATENTO: a lo dispuesto en el artículo 168 numeral 4° de la Constitución de la República, y el artículo 4° del Decreto Ley 14.694 de 1 de setiembre de 1977.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Difiérese hasta el 1° de noviembre de 2008 la entrada en vigencia de las modificaciones y previsiones dispuestas en el Decreto N° 366/007, de 1° de octubre de 2007.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 296/008- Ajustes a la promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente renovable

De 18 de junio de 2008, publicado en D. O. el 25 de junio de 2008. - Se extienden las disposiciones previstas en el Decreto N° 397/007 a los generadores adjudicatarios del llamado de UTE P34493.

VISTO: los Decretos Nº 389/005 de fecha 7 de octubre de 2005 y Nº 77/006 de fecha 13 de marzo de 2006 que promovieron la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica

y el Decreto Nº 397/007 de fecha 26 de octubre de 2007 donde se introdujeron complementos y modificaciones al Decreto Nº 77/006;

RESULTANDO: I) que la compleja situación energética que transita el país y la región plantea la necesidad de adoptar medidas rápidas y eficaces que permitan incorporar abastecimiento energético en base a recursos autóctonos como lo es la generación eléctrica a partir de energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas;

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que como resultado del llamado a licitación Nº P34493, UTE adjudicó parte de los 50 MW objetivo del Decreto Nº 389/005;

III) que la aplicación del Decreto Nº 389/005 permitió obtener experiencias que posibilitaron adecuar los principios de convocatoria según se rescata en el Decreto Nº 77/006;

IV) que como resultado del llamado a licitación Nº P35404 UTE adjudicó parte de los 60 MW objetivo del Decreto Nº 77/006 quedando un remanente a ser convocado dentro de una fase complementaria del llamado;

V) que la aplicación del Decreto Nº 77/006 permitió obtener nuevas experiencias que posibilitaron adecuar los principios de convocatoria para la capacidad remanente mencionada según se rescata en el Decreto Nº 397/007;

VI) que las disposiciones del Decreto Nº 397/007 apuntan, entre otros, a facilitar la instalación de los generadores adjudicatarios del llamado Nº 35404;

VII) que en el Decreto Nº 397/007 no se tuvieron en cuenta los generadores adjudicados en el llamado Nº P34493, realizado al amparo del decreto Nº 389/005;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley Nº 14.649 de 1 de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto Nº 360/002 de 11 de setiembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Extender las disposiciones previstas en el Decreto Nº 397/007 a los generadores adjudicatarios del llamado de UTE P34493 según se detalla a continuación:

I) Las centrales asociadas a los contratos celebrados en el marco del procedimiento aludido tendrán una potencia instalada que no supere los 20 MW.

II) Los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto Nº 389/005, y los contratos celebrados con UTE en el marco del Decreto Nº 77/006 con las modificaciones introducidas por el Decreto Nº 397/007, asociados a una misma central, se ordenarán por precios crecientes a los efectos de su facturación.

III) El generador, por la potencia contratada con UTE en el marco del Decreto Nº 389/005, durante la vigencia del contrato, no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador, asociados a su potencia contratada en dicho contrato.

IV) Los contratos referidos en el numeral II) de este artículo tendrán prioridad de ejecución frente a la venta de la energía asociada a la potencia remanente de la misma.

V) Durante la vigencia de dichos contratos la potencia remanente inyectada a la red de UTE, que no gozará de los regímenes de excepción establecidos en los Decretos Nº 389/005 y Nº 77/006, podrá volcarse al mercado spot de energía eléctrica.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 299/008- Ajustes a la promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente renovable

De 20 de junio de 2008, publicado en D. O. el 26 de junio de 2008. - Se establece que el art. 2 numeral III) del Decreto 397/007, sólo resulta aplicable a las centrales generadoras de porte, entendiéndose por tales a aquéllas que tengan una potencia instalada mayor a 10 MW e inyecten a la red una potencia superior a 10 MW.

VISTO: el Decreto Nº 397/007 de fecha 26 de octubre de 2007 que sustituyó el artículo 1º del Decreto 77/006 de 13 de marzo de 2006;

RESULTANDO: I) que el referido decreto promovió la celebración por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan esa energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas;

II) que el artículo 2º, numeral III) del Decreto 397/007, dispuso que, en caso de centrales asociadas con potencia instalada mayor a 10 MW, la potencia a contratar con UTE en el marco del Decreto 77/006, representará, al menos, un 50% de dicha potencia instalada;

CONSIDERANDO: I) que el texto de citado numeral III) ha generado dudas interpretativas, que es necesario dilucidar a efectos de genera la mayor certeza jurídica posible, estableciendo cuál es la interpretación que corresponde efectuar;

II) del contenido dispositivo y de los fundamentos del Decreto Nº 397/007 surge que la finalidad del marco normativo ha sido el de incluir en dicha restricción exclusivamente a centrales generadoras de porte;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley Nº 14.649 de 1 de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980 y en el artículo 298 del Decreto Nº 360/002 de 11 de setiembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. El artículo 2º numeral III) del Decreto 397/007 de 26 de octubre de 2007 sólo resulta aplicable a las centrales generadoras de porte, entendiéndose por tales a aquéllas que, encuadrando en las disposiciones del decreto aludido, tengan una potencia instalada mayor a 10 MW e inyecten a la red una potencia superior a 10 MW.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 336/008- Exenciones tributarias para UTE

De 14 de julio de 2008, publicado en D. O. el 23 de julio de 2008. - Se extiende la aplicación del Decreto Nº 133/004 y modificativas, por el término de 180 días desde el seis de abril de 2008.

VISTO: la situación que atraviesa el mercado generador de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) que en virtud de la misma se aprobó el Decreto 133/004 por el cual se exoneró a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) de todo tributo aplicable a las operaciones efectuadas con los combustibles empleados en la generación térmica;

II) que posteriormente los Decretos N° 391/004, 153/005, 518/005, 122/006, 401/006, 329/07 y 112/008 extendieron el plazo de exoneración;

CONSIDERANDO: que el mencionado Decreto Nº 112/008 tiene vigencia hasta el 5 de abril de 2008;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Extiéndase la aplicación del Decreto N° 112/008, de 25 de febrero de 2008, por el término de ciento ochenta días (180) a contar desde el 6/04/2008.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 460/008- Fija en 0% Tasa Consular

De 29 de setiembre de 2008, publicado en D. O. el 8 de octubre.- Fija en 0% (cero por ciento), la alícuota de los tributos, incluida la Tasa Consular, aplicables a las importaciones de combustibles a ser suministrados a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) con destino a la generación térmica de energía eléctrica. 3.

VISTO: la aleatoriedad hidrológica que caracteriza el sistema eléctrico uruguayo y el constante incremento de la demanda de energía eléctrica imponen a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) la utilización creciente de generación térmica para satisfacer la demanda.

RESULTANDO: I) que la creciente generación térmica implica un considerable aumento en el costo de la energía eléctrica.

II) que los tributos que gravan la importación y circulación de los combustibles empleados en la generación térmica inciden en forma relevante en el precio de los mismos.

CONSIDERANDO: I) que debe procurarse reducir en lo posible la incidencia de los tributos a los combustibles en la generación de energía eléctrica.

II) que es conveniente hacer uso de la facultad conferida por el Artículo 2º, inciso 3) de la

Ley No. 17.615, de 30 de diciembre de 2002.

ATENTO: a lo precedentemente expuesto y a lo dispuesto en el Artículo 18º del Decreto Ley No. 15.031, de 4 de julio de 1980.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Fijase en 0% (cero por ciento), la alícuota de los tributos, incluida la Tasa Consular, aplicables a las importaciones de combustibles a ser suministrados a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) con destino a la generación térmica de energía eléctrica.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 1º del Decreto No. 40/014.

Artículo 2º. En virtud de lo dispuesto por el Artículo 2º, inciso 3º de la Ley No. 17.615, de 30 de diciembre de 2002, extiéndase a la actividad de generación térmica de energía eléctrica con destino al sistema interconectado nacional, la deducción del Impuesto al Valor Agregado incluido en las adquisiciones de gasoil destinado a integrar su costo, siempre que tal bien constituya el insumo principal del referido proceso de generación.

Artículo 3º. El presente decreto regirá a partir del 4º de octubre de 2008.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese y cumplido, archívese.

Decreto Nº 527/008- Aprueba Plan Energético Institucional

De 29 de octubre de 2008, publicado en D. O. el 10 de noviembre de 2008. - Se crea el "Plan Energético Institucional" para dependencias del Poder Ejecutivo.

VISTO**:** que han quedado sin efecto todas las medidas del "Plan de Ahorro de Energía Eléctrica", aprobado por los Decretos Nº 212/008, de 14 de abril de 2008, y Nº 236/008, de 12 de mayo de 2008;

RESULTANDO: que no obstante ello, dicho Plan ha desarrollado instrumentos válidos y efectivos para fomentar el desarrollo de cambios estructurales en el uso eficiente de los recursos energéticos a nivel nacional;

CONSIDERANDO: I) que el Poder Ejecutivo está orientado a constituir la eficiencia energética como un componente fundamental de la política energética del país;

II) que resulta impostergable el desarrollo de instrumentos específicos con una visión de largo plazo en lo que a uso eficiente de los recursos energéticos respecta;

III) que es de fundamental importancia el papel de los organismos estatales en la promoción del uso responsable de los recursos energéticos;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

ACTUANDO EN CONSEJO DE MINISTROS; DECRETA:

Artículo 1º. Créase el "Plan Energético Institucional" por el cual todas las dependencias del Poder Ejecutivo están obligados a desarrollar e implementar planes internos destinados al uso racional y eficiente de la energía.

Artículo 2º. A tales efectos, las referidas dependencias deberán firmar, antes del 31 de diciembre de 2008, acuerdos sobre eficiencia energética con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 3º. En dichos acuerdos, se fijarán metas de ahorro de energía eléctrica para el período comprendido entre el 1º de enero de 2009 y el 1º de enero de 2014. La meta mínima de ahorro comprometida en el período no deberá ser inferior al 5% respecto del consumo de energía eléctrica registrado en el año 2007 por las dependencias de los distintos organismos estatales.

Artículo 4º. Conforme a la Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Minería Nº 331/006, de 28 de abril de 2006, deberá confirmarse la identidad del Responsable Energético, o realizarse una nueva designación. Dicho Responsable, deberá contar con la formación profesional y experiencia necesarias para gestionar operativa y profesionalmente los recursos energéticos del organismo, teniendo a su cargo el desarrollo del "Plan Energético Institucional" que deberá ser presentado antes del 1º de julio de 2009.

Artículo 5º. Exhórtase a todos los organismos estatales a presentar antes del 31 de diciembre de 2008 una estimación de la totalidad de lámparas incandescentes y tubos fluorescentes adquiridos por cada dependencia durante los años 2007 y 2008, así como una proyección para el año 2009.

Artículo 6º. Todas las dependencias del Poder Ejecutivo deberán reducir durante el año 2009 la adquisición de lámparas incandescentes al 50% de la cantidad total requerida para la reposición y reemplazo, según lo declarado por el organismo para dicho año. El resto de las necesidades de adquisición de dichas lámparas deberá ser reemplazado por fluorescentes compactas u otra tecnología de eficiencia comparable.

Artículo 7º. Prohíbese, a partir del 1º de enero de 2010, la adquisición de lámparas incandescentes, a excepción de aquellas destinadas a usos de iluminación específicos y para los cuales no existe una alternativa tecnológica que brinde las mismas prestaciones con menor consumo energético y que por su especificidad e importancia en materia de salud, seguridad o contribución al desarrollo del país sea definido como una aplicación insustituible por parte de la

Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 8º. Prohíbese, a partir del 1º de julio de 2009, y en el ámbito del Poder Ejecutivo, la adquisición de tubos fluorescentes del tipo T12.

Artículo 9º. Toda adquisición de equipamiento que consuma energía eléctrica, deberá ajustarse a las especificaciones técnicas dispuestas por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 10º. Exhórtase al Poder Legislativo, al Poder Judicial, Tribunal de lo Contencioso Administrativo, Tribunal de Cuentas, Corte Electoral, Gobiernos Departamentales, Entes Autónomos y Servicios Descentralizados a adoptar normas similares a las establecidas en el presente Decreto.

Artículo 11º. Comuníquese, publíquese en el Diario Oficial y en dos diarios de circulación nacional e insértese en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Minería; cumplido archívese.

Decreto Nº 593/008- Grupo de trabajo sobre generación eléctrica de fuente nuclear

De 5 de diciembre de 2008, publicado en D.O. el 18 de diciembre de 2008. Grupo de trabajo sobre programa nuclear para la generación de energía eléctrica.

VISTO: la eventual puesta en marcha de un trabajo con el objeto de proponer el diseño de una política de Estado en tal sentido;

RESULTANDO: la necesidad de crear un grupo de trabajo con el objeto de proponer el diseño de una política de Estado en tal sentido;

CONSIDERANDO: I) que para iniciar un Programa nucleoeléctrico es preciso realizar complejas e interrelacionadas actividades, que constituyen el centro de las consideraciones previas a la posterior decisión a adoptar, en cuanto al inicio del referido Programa;

II) la conveniencia de estudiar en profundidad la alternativa nucleoeléctrica en el país, a fin de tomar una decisión técnica, económica, ambiental, política y socialmente sustentable;

ATENTO: a lo precedentemente expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA, DECRETA:

Artículo 1. Créase un Grupo de Trabajo que funcionará en el ámbito del Poder Ejecutivo con el objeto de estudiar, analizar y elaborar propuestas para el desarrollo de la primera etapa (Fase 1) de la eventual puesta en marcha de un programa nuclear para generación de energía eléctrica en el Uruguay, y en particular las actividades preparatorias para la ejecución de un programa nucleoeléctrico, teniendo en cuenta las recomendaciones emanadas del Organismo Internacional de Energía Atómica (IAEA).

Artículo 2. El Grupo de Trabajo que se crea, estará integrado por tres delegados del Poder Ejecutivo: uno por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, que lo presidirá; uno por el Ministerio de Salud Pública y uno por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente; tres delegados representantes del actual partido de Gobierno y tres delegados de los restantes partidos políticos con representación parlamentaria. Dichos delegados deberán ser expertos de reconocida solvencia científica en la materia y notoria versación de objetividad técnica. Podrá convocar los equipos técnicos que entienda pertinente, así como requerir la asistencia del personal especializado que sea menester para el cumplimiento de su objeto.

Artículo 3. El Grupo de Trabajo deberá ser convocado e instalado por el Presidente del mismo y rendirá informes periódicos al Poder Ejecutivo respecto del avance en el cumplimiento del objeto para el que se crea.

Artículo 4. Dicho Grupo deberá presentar el primer informe ordinario dentro del plazo de 90 días a contar de su instalación y los sucesivos informes con la misma periodicidad. El Poder Ejecutivo podrá requerir informes extraordinarios los que serán entregados en el plazo establecido en cada caso.

Artículo 5. Comuníquese, etc.

Decreto Nº 623/008- Homologa arrendamiento de servicios de despacho del SIN celebrado entre ADME y UTE

De 15 de diciembre de 2008, publicado en D.O. el 30 de diciembre de 2008. – Homologación decisión de arrendamiento de los servicios del despacho del sistema interconectado nacional entre ADME y UTE.

VISTO: lo dispuesto por el inciso primero del artículo 9º de la Ley Nº 16.832, de 12 de junio de 1997;

RESULTANDO: I) que por dicha norma se faculta al Poder Ejecutivo a disponer que la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) arriende a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), los servicios de despacho del Sistema Interconectado Nacional;

II) que con fecha 17 de noviembre de 2008, se procedió a formalizar entre la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), dicho contrato arrendamiento;

CONSIDERANDO: que, por entenderla adecuada en virtud de que contempla un más racional aprovechamiento de los recursos públicos, se estima pertinente proceder a la homologación de la decisión de arrendamiento;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Homológase la decisión de arrendamiento de los servicios del despacho del Sistema Interconectado Nacional suscrito entre la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), con fecha 17 de noviembre de 2008.

Artículo 2. Notifíquese, comuníquese y publíquese.

Decreto Nº 258/009- Mapa eólico del Uruguay

De 1º de junio de 2009, publicado en D.O. el 8 de junio de 2009. – Energía eólica. Mapa eólico del Uruguay. Registro de velocidad de los vientos.

VISTO: la necesidad de profundizar el conocimiento de las fuentes energéticas primarias con potencialidad de ser utilizadas en la producción de energía eléctrica.

RESULTANDO: I) que el Poder Ejecutivo, a través de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, se ha abocado al relevamiento a meso escala del recurso de generación eólica en todo el territorio nacional ("Mapa Eólico del Uruguay"), a los fines de la promoción de la explotación de este recurso energético;

II) que la realización de este trabajo se enmarca en un convenio firmado entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Universidad de la República (U.D.E.L.A.R) el 15 de abril de 2008, por el cual esta última se comprometió a entregar el "Mapa Eólico del Uruguay", como uno de los resultados del mismo;

III) que el "Mapa Eólico del Uruguay" es una herramienta, que asigna a determinada altura sobre el nivel del terreno de cada región del país, una velocidad media anual de vientos y este resultado se obtiene del conocimiento de la topografía del terreno, de la utilización de mediciones de series históricas de vientos a diferentes alturas, en diferentes puntos del país y de la aplicación de modelos matemáticos que describen el flujo del aire sobre el terreno;

IV) que para la elaboración del "Mapa Eólico del Uruguay" se utilizarán series de mediciones de vientos históricas tomadas en diferentes puntos del país;

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo todo lo relacionado con la formulación y contralor de la política energética y el otorgamiento de las autorizaciones necesarias para el aprovechamiento y conservación de las fuentes primarias a ser utilizadas en la producción de energía eléctrica;

II) que al amparo de lo establecido en los artículos 8 a 10 de la Ley Nº 18.381, de 17 de octubre de 2008, no se difundirán las series de velocidad de vientos utilizados para su elaboración.

ATENTO: a lo expuesto y lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º de la Constitución de la República y el artículo 4 del Decreto Ley Nº 14.694;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

TITULO I - Disposiciones Generales

Artículo 1º. Durante la realización del "Mapa Eólico del Uruguay", y por un plazo no mayor de 120 días a contar desde la fecha del presente decreto, toda persona, pública o privada, nacional o extranjera, que en forma voluntaria aportare una serie de velocidades de vientos que la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear considere adecuada y necesaria para la realización del referido mapa, tendrá prioridad para la explotación de este recurso de generación de energía eléctrica, en una región de un radio de tres kilómetros alrededor del punto de medida donde se haya tomado la serie de velocidad de viento aportada.

Artículo 2º. Durante la vigencia de la prioridad, en las zonas alcanzadas por la misma, no se autorizará ningún permiso de generación para plantas de fuente eólica a persona diferente de la que hubiere aportado la medición indicada en el artículo anterior.

Artículo 3º. La prioridad se extenderá por el plazo de 5 años, contados a partir de la fecha en que se aporte la información que hubiere cumplido con lo establecido en el artículo primero. Este plazo podrá ser extendido por otros 5 años, si mediare solicitud del interesado, presentada con anterioridad al vencimiento del mismo, la que deberá acompañarse de documentación que acredite en forma fehaciente la existencia de un proyecto de generación eólica a realizar en la región definida en el artículo primero, a ser ejecutado dentro del plazo de prórroga.

Artículo 4º. Encomiéndase a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear llevar un registro de las coordenadas del punto donde se realizó la medición de vientos, datos del titular de la prioridad, vigencia de la misma y concesión de las eventuales prórrogas solicitadas.

Artículo 5º. Como excepción a lo dispuesto en los artículos anteriores, podrá otorgarse la autorización de generación solicitada si mediare renuncia o cesión del derecho de prioridad, comunicada formalmente a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

Artículo 6º. La prioridad establecida en este decreto no afectará los derechos derivados de autorizaciones otorgadas o en trámite, para la generación de energía de fuente eólica, ni los derechos que deriven de proyectos formulados al amparo de los decretos que se citan en el artículo siguiente.

Artículo 7º. Se excluyen del ámbito de aplicación de este decreto, las mediciones de series de viento asociadas a los proyectos de generación de energía eólica presentados en el marco de los Decretos Nros. 389/005, 77/006, 397/007, 296/008 y 299/008 de 07 de octubre de 2005, 13 de marzo de 2006, 26 de octubre de 2007, 18 de junio de 2008 y 20 de junio de 2008, respectivamente.

Artículo 8º. La información aportada sobre series de velocidad de vientos utilizados se administrará en relación a terceros, en el marco de lo dispuesto en los arts. 8 a 10 de la Ley Nº 18.381.

Artículo 9º. Comuníquese, publíquese y, cumplido, archívese.

Decreto Nº 354/009- Declara de interés nacional de ciertas actividades energéticas

De 3 de agosto de 2009, publicado en D.O. el 12 de agosto de 2009. – Declaración de interés nacional. Proyecto de inversión matriz energética del país.

VISTO: La necesidad de promover la generación de energía para diversificar la matriz energética de país, el uso de fuentes de energía autóctonas y renovables, la eficiencia energética, la generación de puestos de trabajo y la adquisición de conocimientos y capacidades para el país, orientado a la producción de bienes y servicios de mediana y alta tecnología en industrias estratégicas.

CONSIDERANDO: I) que la promoción de las actividades antedichas encuadra plenamente en los objetivos establecidos en la Ley Nº 16.906 de 7 enero de 1998, y en el decreto Nº 455/007 de 26 de noviembre de 2007, particularmente en lo que refiere a la generación de empleo calificado, incremento de investigación, desarrollo e innovación, y producción más limpia;

II) conveniente, en tal virtud, hacer uso de las facultades otorgadas al Poder Ejecutivo por el artículo 11º de la referida disposición legal.

ATENTO: a lo expuesto.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

TITULO I Disposiciones Generales

Artículo 1. Decláranse promovidas, al amparo del artículo 11 de la Ley Nº 16.906 de 7 de enero de 1998, las siguientes actividades:

a) La generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales.
b) La generación de energía eléctrica a través de cogeneración.
c) La producción de energéticos proveniente de fuentes renovables.
d) La transformación de energía solar en energía térmica.
e) La conversión de equipos y/o incorporación de procesos, destinados al uso eficiente de la energía.
f) La prospección y exploración de minerales Clase I, según lo establece la Ley Nº 15.242 Código de Minería del 8 de enero de 1982 y sus modificaciones.
g) Los servicios brindados por Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs) registradas en la DNETN y calificadas como categoría A.
h) La fabricación nacional de maquinarias y equipos con destino a las actividades mencionadas anteriormente.

TITULO II Definiciones

Artículo 2. A los efectos de lo dispuesto en el presente decreto, se consideran:

a) Fuentes renovables no tradicionales a la energía hidráulica de pequeño porte, a la energía eólica, a la energía solar térmica y fotovoltaica, a la energía geotérmica, a la energía mareomotriz, a la energía undimotríz y a las distintas fuentes de biomasa utilizada de manera sustentable.
b) Uso eficiente de la Energía (UEE) a todos los cambios que resulten en una disminución económicamente conveniente de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de actividad económica o para satisfacer los requerimientos energéticos de los

servicios que requieren las personas asegurando un igual o superior nivel de calidad y una disminución de los impactos ambientales negativos cuyo alcance abarca la generación, transmisión distribución y consumo de energía. Asimismo se comprende dentro del concepto de UEE la sustitución de fuentes energéticas tradicionales, por fuentes de energía renovables no tradicionales que permitan la diversificación de la matriz energética y la reducción de emisiones de gases contaminantes.

c) Cogeneración: a la generación simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica útil destinada a algún proceso, utilizando la misma fuente de energía. A los efectos de este decreto, se considerarán como sistemas de cogeneración a aquellos que puedan ser clasificados como de Uso Eficiente de la Energía (UEE).

d) Fuentes energéticas tradicionales a los combustibles fósiles y la hidroelectricidad de gran porte.

e) Maquinaria, equipo o componente nacional, a aquellos que en su estructura de costos incorporen al menos un 35% de participación nacional.

TITULO III Beneficios fiscales

Artículo 3. Exonérase del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas, a las rentas originadas en las actividades a que refieren los literales b), c), d) e), g) y h) del artículo 1º, de acuerdo a lo siguiente:

a) 90% (noventa por ciento) de la renta neta fiscal originada en la actividad promovida, en los ejercicios iniciados entre el 1º de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2014.

b) 60% (sesenta por ciento), en los ejercicios iniciados entre el 1º de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2017.

c) 40% (cuarenta por ciento), en los ejercicios iniciados entre el 1º de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020.

d) Para las actividades definidas por el literal a) del artículo 1º, la exoneración será:

e) 90% (noventa por ciento) de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1º de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2017.

f) 60% (sesenta por ciento) en los ejercicios iniciados entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020.

g) 40% (cuarenta por ciento), en los ejercicios iniciados entre el 1° de enero de 2021 y 31 de diciembre de 2023.

Para los literales a) y b) del Artículo 1º estas exoneraciones sólo se aplican a la energía eléctrica vendida en el mercado de contratos a término, definido por el Decreto 360/2002 de 11 de setiembre de 2002.

Artículo 4. Exonérase del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas, a las rentas originadas en las actividades a que refiere el literal f), de acuerdo al siguiente detalle:

a) 75% (setenta y cinco por ciento) de la renta neta fiscal originada en la actividad promovida, en los ejercicios iniciados entre el 1º de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2013.

b) 40% (cuarenta por ciento), en los ejercicios iniciados entre el 1º de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2018.

Artículo 5. Las rentas netas fiscales que sirvan de base para la aplicación de los porcentajes a que refieren los literales precedentes, no podrán ser objeto de ningún otro beneficio en materia del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas. Tampoco podrá exonerarse al amparo de otros regímenes de exención, el impuesto que surja de aplicar a la parte de la renta no exonerada en virtud de la aplicación de los citados porcentajes, la alícuota correspondiente.

Se entenderá que la totalidad de la renta neta fiscal del contribuyente corresponde a la actividad promovida, cuando los ingresos del ejercicio vinculados a las actividades a que refieren los literales a) a h) del artículo 1° superen el 75% (setenta y cinco por ciento) del total de ingresos totales por la enajenación de bienes y prestaciones de servicios propios del giro de la empresa.

Por ingresos propios del giro de la empresa se entenderán, además de los originados en las actividades enunciadas en los citados literales a) a h), los derivados de las enajenaciones de bienes y prestaciones de servicios que formen parte de procesos agropecuarios, industriales o de servicios conexos a dichas actividades, o cuyos subproductos constituyan insumos de las mismas.

Artículo 6. Para tener derecho a los beneficios dispuestos en el presente decreto, las empresas que desarrollen las actividades comprendidas en la declaratoria promocional deberán presentar ante la Comisión de Aplicación establecida en el artículo 12 de la Ley Nº 16.906 de 7 de enero de 1998, la correspondiente solicitud de exoneración. Dicha solicitud deberá incluir una declaración jurada, previamente conformada por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, en la que se establecerá:

a) La actividad a desarrollar por la solicitante en mérito a la cual solicita la exoneración;
b) Las inversiones en maquinaria, componentes, equipos e insumos a realizar, discriminando tipo, valor y cantidad de dichos bienes.

La Comisión de Aplicación con el asesoramiento de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, establecerá los procedimientos de control y la información contable y financiera que deberán presentar los beneficiarios en función de la actividad a desarrollar y de la magnitud del emprendimiento.

Artículo 7. Es competencia de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear la definición de los conceptos de las diferentes fuentes de energías, de eficiencia energética y sustentabilidad. Asimismo es quien define y determina la categorización de las Empresas de Servicios Energéticos.

Artículo 8. Comuníquese y publíquese.

Decreto Nº 377/009- Ajustes a la promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente renovable

De 14 de agosto de 2009, publicado en D. O. el 19 de agosto de 2009. - Se extienden las disposiciones previstas en los Decretos 77/006, 397/007 y 299/008 a los contratos de compraventa de energía eléctrica celebrados por UTE y las centrales asociadas.

VISTO: el expediente del Ministerio de Industria, Energía y Minería Nº 090800810000844, que tramita nota Nº 78604 cursada por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), en la que se da cuenta de la resolución Nº 395/009, de fecha 16 de abril de 2009.

RESULTANDO: I) que por la referida resolución, UTE dispuso autorizar al amparo de lo dispuesto en el literal U) del numeral 3º del art. 33 del TOCAF, en la redacción dada por el artículo 108 de la Ley Nº 18.172 de 31 de agosto de 2007, la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores instalados en el territorio nacional, que produzcan dicha energía utilizando como fuente primaria energía eólica o de biomasa y que habiendo presentado sus ofertas en el marco de la Licitación Pública P37637 no hubieran resultado adjudicatarios de la misma;

II) que, asimismo se dispuso que las contrataciones aludidas deberían ajustarse a las ofertas presentadas y previsiones contenidas en el pliego que rigió la licitación mencionada, cambiando solamente el precio de oferta; no obstante lo cual se valoraría positivamente el adelanto en la puesta en servicio de las centrales generadoras;

III) que, para esa instancia de contratación los precios por unidad de energía entregada no podrán superar el precio de oferta máximo adjudicado en el llamado a licitación P 37637 para cada fuente;

IV) que, en mérito a lo resuelto, UTE ofició al Ministerio de Industria, Energía y Minería dando cuenta de la resolución adoptada y solicitando gestionar ante el Poder Ejecutivo la inclusión de los contratos celebrados al amparo de este procedimiento en el régimen previsto en los Decretos asociados a la promoción de energías renovables.

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que entre los lineamientos de Política Energética adoptados por el Poder Ejecutivo, se encuentra dinamizar la incorporación al sistema nacional de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado;

III) que dicha estrategia energética se plantea con una visión multidimensional, promoviendo no sólo la diversificación de fuentes de energía sino su incorporación en un marco de desarrollo sustentable que atienda objetivos de reducción de impacto ambiental en general, de emisiones vinculadas al efecto invernadero en particular y de desarrollo social, industrial, económico y territorial;

IV) que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto;

V) que, en ejercicio de las competencias mencionadas y considerando la estrategia energética definida, se dictaron los Decretos del Poder Ejecutivo Nos. 389/005, 77/006, 397/007, 296/008 y 299/008 por los cuales la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promovió la incorporación de energía de fuentes renovables al sistema nacional, mediante la convocatoria a procedimientos de contratación competitivos, dando cumplimiento a la finalidad prevista en las normas reseñadas;

VI) que, asimismo los procedimientos referidos en el numeral anterior proporcionaron abundante y valiosa información respecto a las características del segmento implicado, lográndose un importante número de ofertas de interés para las cuales se realizaron asimismo anteproyectos de conexión a la red;

VII) que la situación energética local y regional, reafirma la conveniencia de adoptar medidas que avancen en la incorporación de abastecimiento energético en base a recursos autóctonos;

VIII) que resulta de interés en esta etapa aprovechar los esfuerzos desarrollados, promoviendo instrumentos complementarios para la instalación adicional de generación de energía eléctrica de pequeño porte y proveniente de fuentes renovables en el territorio nacional.

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2º del Decreto Ley Nº 14.694 del 1º de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1º de la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3º, 4º, 7º y 9º del mismo Decreto Ley, en el artículo 4º del Decreto Ley Nº 15.031 del 4 de julio de 1980 y en artículo 298 del Decreto Nº 360/002 del 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1. Extender las disposiciones previstas en los Decretos 77/006, 397/007 y 299/008 a los contratos de compraventa de energía eléctrica celebrados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y a las centrales asociadas a los mismos, en el marco de lo dispuesto por Resolución Nº 395 del 16 de abril de 2009 de dicho Ente.

Artículo 2. Enmarcar la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores instalados en el territorio nacional, que habiendo presentado sus ofertas en el marco de la Licitación Pública P37637 no hubieran resultado adjudicatarios de la misma, de acuerdo a lo dispuesto en el literal U) del numeral 3º del artículo 33 del TOCAF en la redacción dada por el artículo 108 de la Ley Nº 18.172 de 31 de agosto de 2007, en consonancia con lo dispuesto en el artículo 1º del presente Decreto. Las contrataciones deberán ajustarse a las ofertas presentadas, cambiando solamente el precio de la oferta para adecuarlo al precio máximo adjudicado en el llamado a licitación P37637 para cada fuente.

Artículo 3. Recomendar a UTE, en consonancia con los objetivos de desarrollo multisectorial planteados en la estrategia Energética Nacional, que encare la aplicación de la modalidad de contratación citada en el artículo precedente a otras centrales de generación de pequeño porte basadas en diversas fuentes renovables autóctona, cuyas características sean del tipo convocado a partir de medidas como las destacadas en el Considerando V del presente.

Artículo 4. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 403/009- Promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 24 de agosto de 2009, publicado en D. O. el 8 de septiembre de 2009. - Se establecen los lineamientos para la realización de contratos de compra de energía hasta alcanzar una potencia nominal de 150 MW.

VISTO: el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y por consiguiente la necesidad de incorporar potencia de generación eléctrica al sistema nacional, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado.

RESULTANDO: I) que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que en deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo y que la normativa prevé la posibilidad de celebrar contratos especiales;

II) que en el marco de los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo se considera conveniente diversificar la generación de energía, tanto en la fuente primaria utilizada como en los agentes suministradores;

III) que la situación energética del país y la incertidumbre en el abastecimiento energético futuro en la región (tanto en disponibilidad como en costos) requiere la adopción de medidas eficaces que permitan incorporar recursos autóctonos, como lo es la generación de energía eléctrica a partir del viento;

IV) que al amparo de los decretos 389/005, 77/006, 397/007, 296/ 008 y 299/008 se realizaron procedimientos competitivos que permitieron celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

V) que el aprovechamiento del recurso eólico como fuente autóctona y renovable de generación de energía eléctrica, debe producirse en forma conjunta con el desarrollo tecnológico y de las industrias y servicios nacionales asociadas;

VI) que el art. 26 de la Ley N° 18046 y el art. 108 de la Ley N° 18172 permiten continuar celebrando contratos similares, lo que ya viene aconteciendo;

VII) que estudios realizados revelan que existe un amplio recurso eólico en el territorio nacional, y que se encuentra en funcionamiento el primer parque eólico instalado por UTE, el que está en proceso de ampliación;

VIII) que la generación de energía de fuente eólica, aporta a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

IX) que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto, los que contribuyen a viabilizar este tipo de generación;

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que existe una valoración positiva de la primera etapa en la curva de aprendizaje por la que se está incorporando a la matriz energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

III) que según los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo como políticas energéticas se plantea la incorporación para el año 2015 de 500 MW de potencia instalada en territorio nacional en energías renovables no tradicionales y autóctonas, de los cuales 300 MW corresponden a energía eólica;

IV) que para lograr las metas referidas se considera conveniente promover instrumentos que viabilicen la instalación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica en el territorio nacional;

V) que en esta etapa se entiende conveniente establecer criterios de instalación de generación eólica que otorguen certeza y escala de potencia adecuadas, y que den continuidad al desarrollo en forma conjunta de proveedores de servicios, equipamiento y tecnología locales;

VI) que en este sentido se busca la instalación en el país de emprendimientos eólicos de gran escala, lo que no excluye para otras etapas el desarrollo de parques de menor potencia y la posibilidad de realización de contrataciones directas del distribuidor.

ATENTO: a lo expuesto y lo previsto en el Decreto Ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, y el artículo 298 del Decreto N° 360/002, de 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1°. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores a instalarse en el territorio nacional, que produzcan energía eléctrica de fuente eólica. En el presente decreto se establecen los lineamientos para la realización de contratos de compra de energía hasta alcanzar una potencia nominal de 150 MW, dejando para una segunda etapa a ser reglamentada con posterioridad, los 150 MW adicionales fijados como meta para el año 2015.

Artículo 2°. Los contratos a suscribir surgirán de un procedimiento competitivo con las siguientes características:

I.- ALCANCE.- Podrán contratar en este marco los generadores eólicos cuya potencia a instalar en cada parque eólico esté comprendida entre 30 y 50 MW.

II.- CONDICIONES DE CONTRATACIÓN.- Los contratos incluidos en el presente régimen deberán contemplar las siguientes condiciones, sin perjuicio de los aspectos de detalle de su implementación y operativos los que serán definidos en el Pliego de Condiciones que regirá el procedimiento competitivo.

a) UTE comprará toda la energía que sea entregada a la red en el nodo respectivo, al precio acordado y por el plazo establecido en el contrato. A los efectos del Despacho Nacional de Cargas (DNC) las centrales generadoras eólicas contratadas serán consideradas con costo variable unitario nulo. Por ello se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.

b) El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del *Sistema interconectado nacional* (SIN) que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso.

c) Durante el plazo de vigencia del contrato el generador no podrá enajenar ni ceder bajo ningún título a terceros ni transferir bajo ninguna forma para otros fines que no sean el funcionamiento del parque energía eléctrica proveniente de la central asociada a su contrato con UTE.

d) Cada oferente deberá demostrar que las empresas que realicen el desarrollo, la implantación y el mantenimiento del parque eólico que instalará, tienen experiencia en esa actividad en parques de potencia no inferior al construido.

e) Los modelos de aerogeneradores a utilizar en la central ofertada deberán ser nuevos (sin uso) y deberán ser homologados, tanto en su diseño como en su fabricación por parte de instituciones de reconocido prestigio. No se aceptarán prototipos.

f) Previo a la adjudicación, se deberá contar con la certificación de la producción energética a largo plazo del parque, otorgada por una empresa reconocida internacionalmente. Dicha certificación deberá acompañarse de una declaración jurada del oferente de que la empresa certificadora no se encuentra vinculada con la misma ni es empresa controlada o controlante, en los términos de los arts. 48 y 49 de la Ley 16.060.

Nota: redacción dada por el artículo 2 del Decreto 41/010.

g) El mantenimiento de los parques luego del primer año de operación deberá ser realizado por un equipo de personas que esté integrado al menos en un 80% por mano de obra nacional.

h) Para la operación de los parques se utilizará un centro de control que esté situado en territorio nacional.

i) Las contrataciones celebradas bajo el presente régimen serán conforme a las disposiciones de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). La autorización para generar prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02 podrá ser solicitada al momento de la firma del contrato.

Nota: redacción dada por el artículo 1 del Decreto 343/010.

III.- COMPONENTES DE LA INVERSIÓN.- Cada oferta deberá explicitar los insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y el mantenimiento).

No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de tierras para el establecimiento de la central generadora.

Para que una oferta sea considerada, los insumos nacionales que integran la inversión deberán alcanzar, como mínimo, el 20% (veinte por ciento) del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque eólico, sin considerar las obras de infraestructura necesarias para su inserción en el SIN.

El Pliego de Condiciones establecerá un mecanismo de bonificación en el precio comparativo de la incorporación de insumos nacionales que estén por encima del 20% (veinte por ciento).

IV.- PROCEDIMIENTO COMPETITIVO.- La incorporación de las centrales generadoras en el régimen que se reglamenta se realizará a través de un procedimiento competitivo. UTE, previa opinión del Ministerio de Industria, Energía y Minería y de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua, aprobará un pliego de bases y condiciones particulares.

Un mismo oferente no podrá ser adjudicatario de más de un contrato. La adjudicación estará condicionada a que cada oferente acredite, mediante declaración jurada: A) que no existe relación de control ó vinculación con los otros adjudicatarios conforme a los criterios establecidos en los a y 49 de la ley N° 16060 de 4 de setiembre de 1989 y sus modificativas; B) que ninguno de sus socios o accionistas se encuentra en una relación de control ó vinculación ni participa en el capital de otro oferente en un porcentaje mayor al 10%".

Nota: redacción dada por el artículo 1 del Decreto 41/010.

V.- PLAZOS.- El plazo de contratación será a criterio de cada oferente, de hasta 20 años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

Artículo 3°. Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente decreto deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento del parque eólico al final de su vida útil.

Artículo 4°. Los costos asociados a esta forma de contratación (costos de energía y otros), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 5°. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 545/009- Exhortación a UTE en materia de distribución de facturas

De 30 de noviembre de 2009, publicado en D.O. el 9 de diciembre de 2009. – Distribución de facturas. Exhortación a UTE ANTEL y OSE.

VISTO: el régimen de distribución de las facturas de las empresas públicas a través de la Administración Nacional de Correos;

RESULTANDO: I) que es conveniente que la distribución de las facturas de las empresas públicas a través de la Administración Nacional de Correos alcance, por lo menos, el último día hábil del mes de diciembre de 2009, un guarismo del 15% (quince por ciento);

II) que a su vez, dicha distribución debe mantener un criterio de universalidad y no selectivo;

CONSIDERANDO: que se entiende conveniente exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) y a la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) a actuar conforme a lo expresado en los Resultandos precedentes;

ATENTO: a lo precedentemente expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA: DECRETA:

Artículo 1. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) y a la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) a alcanzar el último día hábil del mes de diciembre de 2009 el 15% (quince por ciento) de distribución de sus facturas mediante la contratación de los servicios postales a la Administración Nacional de Correos, debiendo respetar un criterio de universalidad y no selectivo de las facturas mencionadas.

El Poder Ejecutivo apreciará, en el ejercicio de sus poderes de contralor, el modo que se cumpla la exhortación que precede y la información que al respecto se remita.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 567/009- Criterio de despacho de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 9 de diciembre de 2009, publicado en D. O. el 24 de diciembre de 2009. - Se establece la modalidad del despacho aplicable a los efectos que complementar la reglamentación existente para las distintas formas de generación de energía eléctrica.

VISTO: la necesidad de complementar la Reglamentación existente para las distintas formas de generación de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) que el Decreto 360/002 - Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica -, de 11 de setiembre de 2002, no contempla de forma explícita la generación de origen eólico;

II) que la incorporación de energía eléctrica de origen eólico es uno de los objetivos de la Política Energética 2005-2030;

III) que en el marco de dicha Política Energética se han realizado llamados a la instalación de generadores eólicos y que se prevé la realización de llamados adicionales en el futuro próximo;

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que los generadores eólicos son Participantes Productores de acuerdo lo establecido en la reglamentación vigente;

III) que por lo tanto se entiende necesario establecer la modalidad de despacho aplicable;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2° de la Ley N° 14.694 del 1º de setiembre de 1977, con la redacción dada por el artículo 1° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, en los artículos 3°, 4°, 7°, 8° y 9° de la misma Ley, en el artículo 4° de la Ley Nº 15.031 del 4 de julio de 1980 y de los Decretos N° 276/002 del 28 de junio de 2002 y N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1°. Las centrales eólicas se considerarán, a los efectos del despacho, con un costo variable unitario nulo y su generación estará determinada por el viento existente. Las centrales se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.

Artículo 2°. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 598/009- Modifica Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica

De 28 de diciembre de 2009, publicado en D. O. el 14 de enero de 2010. - Se modifica el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

VISTO: la propuesta de modificación de los artículos 11, 17 y 19 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, en redacción dada por el artículo 1° del Decreto N° 366/007, del 1° de octubre de 2007;

RESULTANDO: I) que la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) realizó propuestas de ajuste a las disposiciones reglamentarias atinentes a la delimitación de la Zona Electrificada y al tipo de servicios que es posible brindar según el tipo de instalación de Distribución disponible, así como otras atinentes a las garantías de permanencia y contratación, proponiendo también la instrumentación de medidas de salvaguarda en casos de baja del servicio o renuncia parcial a la potencia contratada dentro de determinado período;

II) que dicha propuesta fue analizada y discutida técnicamente, habiéndose realizado algunas precisiones a fin de lograr la mayor adecuación en la solución regulatoria;

CONSIDERANDO: que se estima pertinente realizar modificaciones a la reglamentación vigente atendiendo a lo expresado;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 168 numeral 4° de la Constitución;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

TITULO I Disposiciones Generales

Artículo 1º. Sustitúyase el artículo 11 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, en redacción dada por el artículo 1° del Decreto N° 366/007, del 1° de octubre de 2007, el que quedará redactado como sigue:

"Artículo 11. La Zona Electrificada será propuesta inicialmente por cada Distribuidor al Regulador, cubriendo como mínimo la franja de 200 (doscientos) metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión. Para las instalaciones de Media Tensión que sean calificadas de Subtrasmisión, la obligación de servicio del Distribuidor se limita a conexiones en la misma tensión de la línea que genera la Zona Electrificada.

En el caso de instalaciones de Distribución de Media Tensión monofásicas de dos conductores activos o de un conductor activo y retorno por tierra, y en el de las de Baja Tensión alimentadas por subestaciones conectadas a aquellas, la obligación del Distribuidor se limita a servicios de tipo monofásicos. El Regulador definirá por acto fundado la extensión de la Zona Electrificada y antes del 31 de diciembre de cada año la informará al

Distribuidor, considerando las extensiones de zona que deriven de las ampliaciones efectuadas durante el año en sus Instalaciones de Distribución de Media y Baja Tensión. La información

sobre las ampliaciones de red realizadas será suministrada por el Distribuidor al Regulador el 31 de octubre de cada año.

La elección del nivel de tensión de los Usuarios de Distribución será determinada por el Distribuidor, atendiendo a la optimización del sistema eléctrico, y a las necesidades razonables de los usuarios. Estos podrán solicitar un pronunciamiento del Regulador, si entendieren que la determinación del Distribuidor no contempla de modo armonizado tales principios.”.

Artículo 2º. Sustitúyase el artículo 17 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, en redacción dada por el artículo 2° del Decreto N° 366/007, del 1° de octubre de 2007, el que quedará redactado como sigue:

"Artículo 17. Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor podrá exigir al interesado el depósito de una garantía de permanencia. Esta garantía quedará estipulada en el Contrato de Suministro de Suscritores o Contrato de Transporte en Redes de Distribución, según corresponda, y podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza de caución u otra modalidad que acuerden las partes.

El Distribuidor podrá acordar la participación de los Usuarios de Distribución en la ejecución de las obras de ampliación y extensión de las Instalaciones de Distribución, que haya que realizar como consecuencia de sus solicitudes de potencia. La participación de los Usuarios de Distribución en las obras y sus aportes de materiales serán deducidos de los pagos a realizar por parte de los interesados al Distribuidor, pudiendo convenirse alternativamente y a iniciativa del usuario, que el monto avaluado se considere como aporte parcial o total en efectivo de las garantías exigibles. Las obras deberán respetar el proyecto, las disposiciones técnicas, permisos necesarios y controles de calidad que especifique la normativa correspondiente y serán avaluadas según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución.

El Distribuidor y los Usuarios de Distribución podrán acordar otras modalidades tanto para garantizar la utilización adecuada de las instalaciones de Distribución como para ejecutar las obras respectivas de la forma más conveniente para la industria eléctrica, respetando el marco regulatorio vigente, atendiendo a la naturaleza de servicio público de la distribución de energía eléctrica. Esta facultad de acordar involucra también la posibilidad de adaptar las disposiciones establecidas en este Reglamento para el caso específico en que se establezca un cronograma de niveles crecientes de potencia a contratar y de desarrollo de las obras respectivas.

En el caso de edificios y otros tipos de construcciones colectivas el Distribuidor podrá exigir al constructor u otro responsable de la solicitud colectiva correspondiente, una garantía de contratación. Dicha garantía podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza u otra modalidad que acuerden las partes.

Para la conexión de nuevos Usuarios de Distribución, o ampliación de la potencia contratada por Usuarios de Distribución existentes, si tales requerimientos o solicitudes superan los 50 kW y la capacidad de las Instalaciones de Distribución, y si razones técnicas así lo determinaren, los solicitantes, a requerimiento del Distribuidor, estarán obligados a poner a disposición del mismo un espacio de dimensiones adecuadas, cerrado y adaptado, con fácil acceso desde la vía pública, y conforme a las condiciones técnicas y reglamentarias establecidas por el Distribuidor, para la instalación de un centro de transformación y/o de maniobra, el que podrá ser usado además para alimentar las Instalaciones de Distribución. Para tal fin se firmará un convenio que fije los términos y condiciones aplicables para la instalación de dicho centro. El monto de resarcimiento económico, por el terreno y la obra civil puesta a disposición, será avaluado según los valores unitarios de las Instalaciones de Distribución.

Ante la situación de imposibilidad de contar con un espacio disponible en una construcción existente, debidamente justificada, el Distribuidor arbitrará una solución alternativa posible.

En caso de que un Usuario de Distribución requiera una conexión especial que implique mayores costos para el Distribuidor, respecto a la alternativa proyectada por el mismo, los sobrecostos resultantes serán de cargo del usuario. Cuando un Usuario de Distribución, con

potencia contratada superior a 50 kW, requiera la baja del servicio o renuncie parcialmente a la potencia contratada, antes de los 12 (doce) meses contados desde la fecha de la última contratación de potencia, deberá abonar al Distribuidor, al solicitar dicha modificación, un pago por modificación anticipada de contrato. Igual pago podrá exigirse a los Usuarios de Distribución que al conectarse estuvieran ubicados fuera de la Zona Electrificada y a los Usuarios de Distribución que realicen su contratación individual asociada a una solicitud de suministro colectiva, cualquiera fuera la potencia contratada del usuario o solicitante, siempre que la baja o renuncia parcial se requiera dentro de los 12 (doce) meses contados desde la firma del contrato inicial.

En el caso de la baja del servicio, el pago por modificación anticipada de contrato será igual al cargo por potencia de la tarifa vigente multiplicado por la potencia contratada y por los meses que resten para completar los 12 (doce) meses.

En el caso de la renuncia parcial de potencia, el pago por modificación anticipada de contrato será el cargo por potencia de la tarifa vigente antes de la modificación, multiplicado por la diferencia entre la potencia contratada y la nueva potencia solicitada, y por los meses que restan para completar los 12 (doce) meses.

Si el usuario está incluido en la tarifa de zafra estival, solo se le contarán los meses de zafra para calcular el período remanente. El pago por modificación anticipada de contrato no podrá cobrarse a los Usuarios de Distribución que tengan constituida garantía de permanencia.”.

Artículo 3º. Sustitúyase el artículo 19 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto N° 277/002, del 28 de junio de 2002, en redacción dada por el artículo 4° del Decreto N° 366/007, del 1° de octubre de 2007, el que quedará redactado como sigue:

"Artículo 19. En el caso de que la garantía de permanencia se hubiere constituido en efectivo, ésta deberá ser devuelta por el Distribuidor en efectivo o en descuentos incluidos en la factura del usuario. La devolución en efectivo de la garantía de permanencia se realizará en anualidades pagaderas a fin de año. El Distribuidor podrá también devolver en cuotas mensuales y como descuento en la factura eléctrica. Esta modalidad tendrá un tratamiento financiero equivalente al realizado en la devolución en efectivo. Ambas modalidades de devolución deberán incluir una tasa de interés efectiva anual que será incorporada en el Pliego Tarifario propuesto por UTE y aprobado por el Poder Ejecutivo.

El Distribuidor podrá elegir el modo y el plazo máximo de devolución y deberá informar debidamente al usuario al momento de constituir la garantía de permanencia. Si la garantía de permanencia se constituye mediante aval bancario, o póliza de caución, se procederá anualmente a la liberación de la proporción correspondiente a dicho período, sin intereses.

De acordarse otra modalidad de instrumentación de la garantía de permanencia, y siempre que lo admitiere razonablemente, se preverá con el acuerdo del suscritor una forma de devolución fraccionada de similares características a las previamente reguladas. En el caso de que durante el período de devolución de la garantía de permanencia, la demanda de potencia presente apartamientos significativos respecto a la potencia comprometida en el contrato al momento de iniciarse el servicio o de modificarse la potencia contratada, el Distribuidor está facultado a no devolver parte de la garantía asociada al período de incumplimiento. El Distribuidor deberá contemplar los comportamientos zafrales reconocidos en el Pliego Tarifario. El Distribuidor someterá al Regulador, para su aprobación, el criterio de aplicación y la reglamentación sobre las modificaciones de potencia contratada durante el período de devolución de la garantía de permanencia.

Independientemente de la forma en que se constituya la garantía de contratación, y siempre que lo admitiere razonablemente, la misma será devuelta en cada oportunidad en que se realicen contrataciones individuales, según la proporción que guarda la sumatoria de las potencias contratadas individualmente con la potencia total de la solicitud colectiva. En caso que completadas las contrataciones individuales y que la sumatoria de las potencias contratadas de las mismas presente apartamientos significativos respecto a la potencia total de

la solicitud colectiva, el Distribuidor estará facultado a no devolver o ejecutar el saldo restante de la garantía de contratación. A los efectos de la devolución de la garantía de contratación que se aporte en efectivo, se aplicará la misma tasa de interés prevista para la garantía de permanencia.

El plazo de devolución de la garantía de permanencia no podrá ser mayor a 7 (siete) años contados desde la fecha prevista de conexión, en ninguna de las modalidades de devolución de las garantías. Transcurridos 5 (cinco) años contados desde la fecha prevista de conexión, y si no se hubieren efectivizado las contrataciones individuales necesarias para completar la potencia inicialmente solicitada, el Distribuidor podrá no devolver o ejecutar el saldo restante de la garantía de contratación constituida.

Los costos de administración del sistema de devolución de garantías deberán ser absorbidos enteramente por el Distribuidor, no pudiendo éste imputar costo alguno al usuario por dicho concepto.”.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 41/010- Ajustes a la promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 1º de febrero de 2010, publicado en D.O. el 11 de febrero de 2010. – Modificación del régimen de celebración de contratos de compraventa para la producción de energía eléctrica de fuente eólica.

VISTO: El Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009;

RESULTANDO: I) Que en el decreto mencionado se establecieron los lineamientos generales para la realización de contratos de compra de energía eléctrica de fuente eólica, que habrán de celebrarse entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas con proveedores a instalarse en el territorio nacional;

II) Que entre las condiciones de contratación se estableció que los adjudicatarios deben demostrar que no existe ningún tipo de control, participación o cualquier tipo de vinculación directo o indirecto entre ellos;

III) Que conforme a la actual conformación y dimensión del mercado de proveedores podría habilitarse una modificación del criterio planteado;

IV) Que la nueva disposición permitirá la presentación de más oferentes, manteniéndose la diversificación efectiva del mercado del sector respectivo;

V) Que respecto a la condición de contratación indicada en el literal f del numeral II del artículo 2°, se entiende conveniente modificar su alcance a través de una nueva redacción;

VI) Que se entiende oportuno encomendar al Ministerio de Industria, Energía y Minería determinar si se cumplen con los requisitos exigidos en los literales e y f del numeral II del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la conducción de las políticas en el sector de la energía;

II) Que en concordancia con lo anterior corresponde modificar el párrafo segundo del numeral IV y el literal f del numeral II, del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009;

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto en el Decreto ley N° 14694 del 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley Nº 15.031 del 4 de julio de 1980 y la ley 16832 de 17 de junio de 1997 y el Decreto 403/009 de 24 de agosto de 2009;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Sustituyese el párrafo segundo, numeral IV del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009, por el siguiente:

"Un mismo oferente no podrá ser adjudicatario de más de un contrato. La adjudicación estará condicionada a que cada oferente acredite, mediante declaración jurada: A) que no existe relación de control o vinculación con los otros adjudicatarios conforme a los criterios establecidos en los a y 49 de la ley N° 16060 de 4 de setiembre de 1989 y sus modificativas; B) que ninguno de sus socios o accionistas se encuentra en una relación de control o vinculación ni participa en el capital de otro oferente en un porcentaje mayor al 10%".

Artículo 2°. Sustituyese el literal f del numeral II del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009, por el siguiente:

"Previo a la adjudicación, se deberá contar con la certificación de la producción energética a largo plazo del parque, otorgada por una empresa reconocida internacionalmente. Dicha certificación deberá acompañarse de una declaración jurada del oferente de que la empresa certificadora no se encuentra vinculada con la misma ni es empresa controlada o controlante, en los términos de los art. 48 y 49 de la Ley 16.060.".

Artículo 3°. El Ministerio de Industria, Energía y Minería será el encargado de determinar si los oferentes cumplen con los requisitos exigidos en los literales e y f del numeral II del artículo 2 del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009.

Artículo 4°. Comuniquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 72/010- Ajustes a la regulación de la solicitud de autorización para generar electricidad

De 22 de febrero de 2010, publicado en D. O. el 8 de marzo de 2010, - Se reglamentan los requisitos que se deben cumplir a los efectos de que se otorgue la autorización para generar energía.

VISTO: el Decreto N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002;

RESULTANDO: que los artículos 53 y 54 del referido decreto establecen los requisitos que deben cumplirse para que se otorgue la autorización para generar energía;

CONSIDERANDO: que corresponde reglamentar: las obligaciones asumidas por los solicitantes, los plazos por los cuales se otorgan las autorizaciones y las medidas a adoptar en caso de incumplir los proyectos aprobados;

ATENTO: a lo dispuesto por el artículo 4 del Decreto Ley 14.694 de 1 de setiembre de 1977;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1°. Los autorizaciones de nueva generación solicitadas, conforme a lo dispuesto por los Artículos 53 y 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002, serán otorgadas previo informe de la Dirección Nacional de Energía sobre la adecuación de los plazos y de las inversiones proyectadas a las características del proyecto.

Nota: Modificado por el artículo 2º del Decreto Nº 174/013

Artículo 2°. El plazo del cronograma de ejecución de las obras, previsto en el ítem d) del artículo 54 del decreto 360/002, deberá tener una duración máxima de entre dos y cinco años dependiendo de la tecnología y fuente de generación del proyecto.

Excepcionalmente, podrá otorgarse un plazo mayor por razones fundadas y dependiendo del tipo y la fuente de generación del proyecto.

Una vez comenzada la ejecución de las obras, el peticionario podrá solicitar la aprobación de un cambio de cronograma, el que podrá ser autorizado si a criterio de la Dirección Nacional de

Energía y Tecnología Nuclear existen razones fundadas y siempre que se acredite fehacientemente avances en la ejecución de las obras propuestas.

Artículo 3°. El solicitante está obligado a:

1. Iniciar el proyecto dentro del término de seis meses, contados a partir del otorgamiento de la autorización.
2. Cumplir con el cronograma de obras planteado y las inversiones proyectadas.
3. Presentar semestralmente ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería informe de las etapas cumplidas.

   Nota: ver artículo 3 Decreto 343/010.
4. Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Minería cuando el proyecto esté apto para su funcionamiento.
5. Respetar las leyes y normativa, aplicables a la actividad propuesta.
6. Permitir el acceso a las obras de funcionarios del Ministerio de Industria Energía y Minería.

Artículo 4°. El incumplimiento en general, de las obligaciones, de la autorización otorgada y de las leyes y reglamentos aplicables, podrá dar lugar a la revocación de la autorización otorgada.

Si se hubiere revocado una autorización de generación por incumplimiento, para que el peticionario pueda solicitar una nueva autorización asociada al mismo proyecto, deberá haber transcurrido un año, contado a partir de la notificación de la resolución que dispuso la revocación y cinco años para el caso de segunda o ulterior revocación.

Artículo 5°. La autorización se mantendrá vigente si la central no sufre modificaciones con respecto al proyecto presentado originalmente y mientras respete las leyes y normativa aplicables a la actividad propuesta.

Artículo 6°. No se otorgarán autorizaciones de generación si el solicitante previamente no dio cumplimiento a todos los requisitos establecidos en el Artículo 54 del Decreto 360/002 de 11 de setiembre de 2002 y la presente reglamentación.

Artículo 7°. Publíquese, comuníquese, y pase a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

Decreto Nº 123/010- Ajuste a la reglamentación de la Tasa de Despacho Nacional de Cargas

De 15 de abril de 2010, publicado en D.O. el 28 de abril de 2010. – Adecuación de la reglamentación relativa a la tasa de despacho nacional de cargas, financiamiento de la administración del mercado eléctrico.

VISTO: que el artículo 10 de la Ley 16832 del 17 de junio de 1997 creó la Tasa de Despacho Nacional de Cargas destinada a financiar el presupuesto de la Administración del Mercado Eléctrico, cuyo mecanismo de cálculo fue aprobado por Decreto N° 395/007 y cuyo monto debe ser aprobado por el Poder Ejecutivo;

CONSIDERANDO: I) que la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) realizó actividades técnicas dando cumplimiento al cometido legal asignado aun cuando no percibió la Tasa de Despacho Nacional de Cargas cuyo monto no fue fijado durante los ejercicios 2007 y 2008;

II) que consecuentemente, incurrió en gastos de funcionamiento que, durante los ejercicios 2007 y 2008 han sido solventados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a cuenta del pago de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas cuyo monto aun no ha sido aprobado;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1. En la medida que los costos de funcionamiento de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008 se ajustaron a lo aportado por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en los ejercicios indicados, queda cancelada cualquier obligación entre las partes originada en las circunstancias aludidas en el presente decreto.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 152/010- Suscripción al plan energético institucional para dependencias del Poder Ejecutivo.

De 6 de mayo de 2010, publicado en D.O. el 13 de mayo de 2010. – Suscripción al plan energético institucional para dependencias del Poder Ejecutivo.

VISTO**:** el "Plan Energético Institucional" establecido por el Decreto N° 527/008 del 29 de octubre de 2008.

RESULTANDO: I) que en virtud del mencionado "Plan Energético Institucional" todas las dependencias del Poder Ejecutivo están obligadas a desarrollar e implementar planes internos destinados al uso racional y eficiente de la energía;

II) que la mayoría de las dependencias no han firmado todavía los acuerdos de eficiencia energética con el Ministerio de Industria, Energía y Minería;

III) que resulta impostergable implementar instrumentos de uso eficiente de los recursos energéticos.

CONSIDERANDO: I) que la ley N° 18.597 del 21 de setiembre de 2009 le encomendó al Poder Ejecutivo establecer la política, las normas y la infraestructura necesarias para la promoción y la concientización de todos los actores sociales sobre el uso eficiente de la energía y los beneficios asociados a la utilización responsable de los recursos, así como la divulgación de la información sobre las fuentes de energía disponibles y los impactos asociados a su utilización;

II) que la eficiencia energética constituye un componente fundamental de la política energética del país;

III) que con estos cometidos, la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear a través del Proyecto de Eficiencia Energética, está desarrollando Diagnósticos Energéticos con propósitos demostrativos en edificios del Sector Público;

IV) que es de fundamental importancia como modelo para la sociedad en su conjunto, el rol de los organismos del Estado en la promoción del uso responsable y eficiente de los recursos energéticos.

ATENTO: a lo expuesto.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA,

actuando en Consejo de Ministros;

DECRETA:

Artículo 1. Las dependencias del Poder Ejecutivo que no hubieren celebrado el acuerdo sobre eficiencia energética con el Ministerio de Industria, Energía y Minería, conforme a lo establecido por el Decreto N° 527/008 del 29 de octubre de 2008, deberán en forma improrrogable suscribirlo antes del 31 de mayo de 2010.

Artículo 2. En los acuerdos sobre eficiencia energética deberá designarse un Responsable Energético y en caso de realizarse una nueva designación comunicarla a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (Proyecto de Eficiencia Energética), antes del 31 de mayo de 2010.

Artículo 3. El Responsable Energético deberá contar con la formación profesional y experiencia necesarias para gestionar operativa y profesionalmente los recursos energéticos del organismo, y tendrá a su cargo el desarrollo del "Plan Energético Institucional", que deberá ser presentado antes del 1° de setiembre de 2010.

Artículo 4. El "Plan Energético Institucional" deberá incluir, entre otros,: A) los instrumentos necesarios para asegurar que en un plazo máximo de 2 años, todos los consumos individuales de energía eléctrica de cada una de las dependencias posean un factor de potencia promedio anual superior a 0,92; B) un plan de movilidad del organismo con el objetivo de disminuir los traslados con cantidad de pasajeros y cargas inferiores a la capacidad de los vehículos y de fomentar en sus dependencias el uso del transporte colectivo por parte de los funcionarios; C) programas de uso responsable de los recursos materiales de forma de contribuir con un menor consumo de energía, y el desarrollo de políticas internas de cada organismo para el reciclaje de materiales, clasificación de residuos y buenas prácticas para el uso responsable del agua sanitaria; D) los mecanismos necesarios para la promoción e incorporación de nuevas tecnologías destinadas al ahorro de energía en equipamiento informático, iluminación, acondicionamiento de aire y otras aplicaciones intensivas en el uso de energía.

Artículo 5. Conforme a lo establecido por el artículo 7 del Decreto N° 527/008 de 29/10/008 a partir del 1° de enero del presente año, queda prohibida la adquisición de lámparas incandescentes, salvo las excepciones que en el referido Decreto se establecen. Antes del 31 de diciembre de cada año todos los organismos estatales deberán presentar ante la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, una declaración que deberá indicar el total de lámparas y tubos adquiridos por cada dependencia, una proyección para el año siguiente, y los demás requisitos que establezca la mencionada Dirección Nacional.

Artículo 6. A partir del 31 de mayo de 2010, queda prohibido el alumbrado de edificios públicos con fin ornamental y decorativo después de las 24 horas y durante las horas que se cuente con disponibilidad de luz solar.

Artículo 7. La adquisición por parte de dependencias del Poder Ejecutivo de equipamiento que consume energía eléctrica que se encuentre comprendido en el sistema de etiquetado de eficiencia energética instaurado por el Decreto 429/009 de 22 de setiembre de 2009, deberá cumplir con los requisitos establecidos para las clases de eficiencia energética "A" o "B" en su defecto.

Artículo 8. La adquisición de vehículos con capacidad de hasta cinco pasajeros, cuya finalidad de uso sea el transporte de funcionarios de dependencias del Poder Ejecutivo con una utilización prevista inferior a los tres mil kilómetros mensuales, y que sean destinados al traslado principalmente dentro de zonas urbanizadas, deberán ser a nafta de cilindrada inferior a mil ochocientos centímetros cúbicos o tecnologías híbridas o eléctricas y contemplar los requisitos de desempeño y rendimiento en la elaboración de las especificaciones técnicas destinadas a su adquisición.

Artículo 9. La adquisición de vehículos utilitarios tipo pick-up cabina simple o doble por las dependencias del Poder Ejecutivo deberá limitarse exclusivamente a aquellos casos en que por razones operativas se requiere de forma habitual acceder a zonas rurales de difícil acceso o el traslado de cargas.

Artículo 10. En caso de constatarse incumplimientos a lo establecido en los Artículos 1°, 2°, 3°, 4° y 6° del presente Decreto, se comunicará dicha circunstancia al Ministerio de Industria, Energía y Minería, el que informará al Poder Ejecutivo a efectos de evaluar la aplicación de los correctivos pertinentes en ejercicio de las facultades que le otorgan las Secciones X y XI de la Constitución de la República.

Artículo 11. Exhórtase a los organismos de contralor del Estado a incluir los controles necesarios del cumplimiento de los artículos 7°, 8° y 9° del presente Decreto.

Artículo 12. Exhórtase al Poder Legislativo, al Poder Judicial, Tribunal de lo Contencioso Administrativo, Tribunal de Cuentas, Corte Electoral, Gobiernos Departamentales, Entes

Autónomos y Servicios Descentralizados a incorporar normas similares a las establecidas en el presente Decreto.

Artículo 13. Comuníquese, publíquese y cumplido archívese.

Decreto Nº 173/010- Promoción de la adquisición de UTE de electricidad proveniente de microgeneradores pertenecientes a suscriptores

De 1º de junio de 2010, publicado en D. O. el 8 de junio de 2010. - Se autoriza a los suscritores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica.

VISTO: la necesidad de complementar la reglamentación existente para la generación de energía eléctrica conectada a la red de distribución;

RESULTANDO: I) que en el marco de los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo se considera conveniente diversificar la generación de energía, tanto en la fuente primaria utilizada como en los agentes suministradores;

II) que el Decreto N° 277/002 -Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica- establece que "Las instalaciones calificadas como de distribución son aquellas en Media y Baja Tensión";

III) que en la Sección III del Decreto N° 277/002 no se contempla de forma explícita la Generación conectada a la Red de Baja Tensión;

IV) que la generación de energía de fuentes renovables contribuye a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

CONSIDERANDO: I) que es competencia del Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que según los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo como políticas energéticas se plantea el fomento de la utilización de las fuentes renovables no tradicionales y autóctonas de energía;

III) que para instrumentar los lineamientos referidos, se considera conveniente promover instrumentos que viabilicen la instalación de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el territorio nacional;

IV) que los recursos renovables se encuentran distribuidos en todo el territorio, y que es posible su aprovechamiento en diferentes escalas de potencia;

V) que existe una red de distribución de energía eléctrica que cubre gran porcentaje del territorio nacional;

ATENTO: a lo expuesto y a lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto Ley N° 14.694 del 1° de setiembre de 1977, en la redacción dada por el artículo 1° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997; en los artículos 3°, 4°, 7°, 8° y 9° de la misma ley, en el artículo 4° del Decreto Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980 y en los Decretos N° 277/002 del 28 de julio de 2002 y N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002; y en el artículo 26 de la Ley 18.046 de 24 de octubre de 2006;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1º. Se autoriza a los suscritores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica. La corriente máxima de régimen generada en baja tensión por los equipos instalados no deberá superar los 16 amperios, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen será 25 amperios. Asimismo, la potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscritor.

Los suscriptores interesados en superar los máximos establecidos precedentemente, deberán recabar en forma previa la conformidad expresa de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). En tales casos, serán de cargo de los interesados los costos que insuman las modificaciones a introducir a la red de distribución de baja tensión.

Artículo 2º. El suscritor comprendido en el Artículo 1° del presente Decreto (en adelante microgenerador) podrá intercambiar energía en forma bidireccional con la red de Distribución. Encomiéndase a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) la compra de toda la energía que aquél entregare a la red, según las condiciones establecidas en los artículos 4° y 5° del presente Decreto, por un período de 10 años a partir de la puesta en servicio de las instalaciones de microgeneración.

Artículo 3º. Para estar habilitado a realizar el intercambio energético, se deberá firmar en forma previa un Convenio de Conexión con UTE y cumplir con las condiciones generales determinadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. Asimismo, deberá cumplir con la reglamentación técnica específica aplicable.

Artículo 4º. La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa contratada por aquél como suscritor de UTE, con las excepciones descritas en el artículo 5°.

Artículo 5º. Para el caso de la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100 kWh se sustituirá por el correspondiente a la franja inmediata superior. Aquellos servicios incluidos en la modalidad Tarifa de Consumo Básico Residencial se regirán bajo el criterio de los clientes del tipo Tarifa Residencial Simple.

Artículo 6º. El microgenerador no pagará cargos por el uso de las redes eléctricas.

Artículo 7º. Todo el equipamiento comprendido en las instalaciones interiores que sea necesario para la conexión a la red de baja tensión y el eventual acondicionamiento del gabinete para alojar los nuevos equipos de medida será a cargo de cada microgenerador.

Artículo 8º. Los costos vinculados a la instalación del medidor adecuado a esta modalidad de intercambio de energía, darán lugar al cobro de una tasa de conexión que UTE propondrá para su aprobación al Poder Ejecutivo.

Artículo 9º. El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable igual a cero. Su vinculación con el sistema y el mercado eléctrico se realizará a través del distribuidor, rigiéndose por el régimen particular establecido en el presente decreto y otros actos jurídicos accesorios.

Artículo 10º. En un plazo máximo de dos meses a partir de la publicación del presente decreto, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) deberá definir los requisitos para la medición de la energía intercambiada.

Artículo 11º. Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 12º. El presente decreto entrará en vigencia a partir del 1° de julio del año en curso.

Artículo 13º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 343/010- Ajustes a la promoción de la adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 22 de noviembre de 2010, publicado en D. O. el 30 de noviembre de 2010. - Se modifica el Decreto 403/009, sobre contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente eólica entre UTE y proveedores a instalarse en el territorio nacional.

VISTO: el Decreto Nº 403/009 de 24 de agosto de 2009;

RESULTANDO: I) que en el decreto mencionado se establecieron los lineamientos generales para la realización de contratos de compra de energía eléctrica de fuente eólica, que habrán de celebrarse entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) con proveedores a instalarse en el territorio nacional;

II) que entre las condiciones de contratación se estableció que la autorización para el ingreso de nueva generación prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02, podría solicitarse al otorgarse la adjudicación;

III) que el artículo 54 literal h del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02 y el Decreto Nº 72/010 de 22/2/2010, exigen la Autorización Ambiental Previa para el otorgamiento de la Autorización para Generar;

IV) que conforme a las prioridades energéticas del país establecidas en la Política Energética Nacional, es necesario el cumplimiento de las metas establecidas para 2015, y que dentro de este periodo es necesaria la incorporación progresiva de la fuente eólica, de forma de acompasar el aumento de la demanda de energía eléctrica, así como de adecuar el funcionamiento de los diferentes actores del sistema eléctrico a porcentajes considerables de una nueva fuente de generación.

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que en concordancia con lo anterior, corresponde modificar el literal i del numeral II, del artículo 2º del Decreto Nº 403/009 de 24/8/09;

III) que asimismo corresponde establecer una excepción a lo establecido en literal h del artículo 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02, sin perjuicio del cumplimiento de todos los requisitos para la obtención de la Autorización Ambiental Previa;

IV) que las nuevas disposiciones permitirán ajustar los plazos para la suscripción de los contratos respectivos y la implementación de los proyectos que resulten adjudicados, compatibilizándolos con la necesidades de instalación de generación eléctrica, aunque manteniendo las exigencias en lo que respecta a la autorización ambiental exigible a cualquier proyecto de generación de energía eléctrica de potencia mayor a 10 MW;

ATENTO: a lo expuesto y lo previsto en el Decreto - Ley Nº 14.649 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto - Ley Nº 15.031 del 4 de julio de 1980 y la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1°. Sustitúyase el literal i) del numeral II, del artículo 2º del Decreto Nº 403/009 de 24/8/09, por el siguiente: “Las contrataciones celebradas bajo el presente régimen serán conforme a las disposiciones de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). La autorización para generar prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02 podrá ser solicitada al momento de la firma del contrato".

Artículo 2°. Los titulares de los proyectos presentados en el marco de la Licitación de la Administración Nacional de Usinas y trasmisiones Eléctricas K 39607, asociada al procedimiento competitivo encomendado por Decreto Nº 403/009 de 24/8/09, que no dispongan de la autorización de generación prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02, quedan exceptuados de presentar para dicha autorización, lo requerido en el literal h) del artículo 54 del Decreto Nº 360/002 de 11/9/02. En su lugar deberán acreditar la calificación del proyecto en las categorías "A" o "B", según criterio establecido en el Decreto Nº 349/005 de 21/9/05, y presentar la resolución de adjudicación respectiva, o una constancia expedida por UTE que certifique que el proyecto ha sido propuesto por la Comisión Asesora de Adjudicaciones a efectos de su adjudicación.

Artículo 3°. Los titulares de proyectos comprendidos en el artículo anterior deberán incluir en el informe semestral establecido en el artículo 3 numeral 3 del Decreto Nº 72/010 de 22/2/010, el avance y acreditar su diligencia en el trámite de solicitud de Autorización Ambiental Previa.

Artículo 4°. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 367/010- Promoción de la adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras a partir de biomasa

De 10 de diciembre de 2010, publicado en D. O. 22 el de diciembre de 2010. - Se encomienda a UTE, la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores que produzcan energía eléctrica en territorio nacional a partir de biomasa.

VISTO: El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y por consiguiente la necesidad de continuar la incorporación de potencia de generación eléctrica al sistema nacional, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado;

RESULTANDO: I) que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista uruguayo;

II) que la referida normativa prevé la posibilidad de que se celebren contratos especiales de compraventa de energía en virtud de políticas energéticas;

III) que en el marco de los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo se considera conveniente diversificar la generación de energía, tanto en la fuente primaria utilizada como en los agentes suministradores;

IV) que la situación energética del país y la incertidumbre en el abastecimiento energético futuro en la región (tanto en disponibilidad como en costos) requiere la adopción de medidas eficaces que permitan incorporar recursos autóctonos, como la generación de energía eléctrica a partir de biomasa;

V) que al amparo de los decretos 389/05, 77/06, 397/07, 296/08, 299/08 y 377/09 se han realizado procedimientos que permitieron celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

VI) que el Poder Ejecutivo ha establecido en el decreto 403/009 y su modificativo 041/010 medidas específicas tendientes al aprovechamiento del recurso eólica como fuente autóctona y renovable de generación de energía eléctrica en forma conjunta con el desarrollo tecnológico y de las industrias y servicios nacionales asociados;

VII) que el Art. 26 de la Ley N° 18.046 y el Art. 108 de la Ley 18.172 permiten continuar celebrando contratos similares, lo que ya viene aconteciendo;

VIII) que se encuentran iniciando operación las primeras instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de biomasa desarrolladas por inversores privados;

IX) que la generación de energía eléctrica a partir de biomasa aporta a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero;

X) que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto los que contribuyen a viabilizar desde el punto de vista económico este tipo de generación;

CONSIDERANDO: I) que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) que existe una valoración positiva de la primera etapa cumplida de incorporación a la matriz eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

III) que según los lineamientos estratégicos trazados por el Poder Ejecutivo en el área energética se plantea la incorporación para el año 2015 de 500 MW de potencia instalada en territorio nacional en energías renovables no tradicionales y autóctonas, de los cuales 200 MW corresponden a generación a partir de biomasa;

IV) que para lograr las metas referidas se considera conveniente desarrollar instrumentos que permitan promover la celebración de contratos de compraventa de largo plazo;

V) que se encuentran en curso estudios para relevar la existencia del recurso biomasa en el territorio nacional, las que podrán originar nuevas medidas tendientes a promover la incorporación de generación de energía eléctrica a partir de biomasa de mayor envergadura;

VI) Que en esta etapa se entiende conveniente continuar con la aplicación de criterios que otorguen certeza y escala de potencia adecuadas, y que den continuidad al desarrollo en forma conjunta de proveedores de servicios, equipamiento y tecnología locales;

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto en el Decreto Ley N° 14.694 del 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley N° 15.031, del 4 de julio de 1980 y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 y el Artículo 298 del Decreto 360/002 del 11 de setiembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DECRETA:

Artículo 1º. Encomendar a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores que produzcan energía eléctrica en territorio nacional a partir de biomasa de acuerdo a lo dispuesto en el literal T) del numeral 3° del artículo 33 del TOCAF en la redacción dada por el artículo 108 de la Ley N° 18.172 del 31 de agosto de 2007.

Artículo 2º. Exhortar a UTE a elaborar un contrato de compraventa de energía eléctrica estándar a ser firmado con los Generadores que incluya las condiciones especiales de contratación establecidas en el presente Decreto, en el entendido que las mismas tienen como finalidad la promoción de la incorporación de energía eléctrica a partir de biomasa, así como a elaborar un procedimiento asociado a ordenar y efectivizar la adhesión a esta modalidad de contratación especial, de las empresas interesadas.

Dicho procedimiento permanecerá abierto hasta el 31 de diciembre de 2011.

Artículo 3º. Podrán ampararse a la presente modalidad de contratación nuevas centrales de Generación a instalarse en el territorio nacional, de hasta 20 MW de capacidad, que utilicen biomasa como fuente primaria de energía, y que no se hayan acogido a otros mecanismos promocionales de contratación de energía.

Artículo 4º. Los contratos especiales a suscribirse tendrán las siguientes características:

I.- DEFINICIONES.

a) Potencia Autorizada: Es la máxima potencia activa que se autoriza al Generador a inyectar en la red de UTE.
b) Energía No Sujeta a Despacho: es la energía eléctrica que el Generador es libre de suministrar o no, siempre que no exista ninguna restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Cargas (DNC).
c) Potencia Disponible Convocable: es la potencia puesta a disposición por el Generador frente al Despacho Nacional de Cargas (DNC).
d) Energía Convocable: es la energía eléctrica asociada a la Potencia Disponible Convocable que el Generador se compromete a suministrar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) sujeta al despacho decidido por el Despacho Nacional de Cargas (DNC).

II.- CONDICIONES GENERALES.

a) La Energía Convocable de la central generadora, será despachada con un costo variable de generación igual al precio de la energía convocada, que la central generadora declarará en forma mensual.
b) La Energía No Sujeta a Despacho de la central generadora será despachada con un costo variable de generación nulo.
c) En lo que refiere a la disponibilidad de la unidad generadora, el Generador se compromete a cumplir con lo establecido en Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica,

Decreto 360/002, estando facultada la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) a realizar las acciones allí establecidas en caso de incumplimiento.

d) Resultarán de aplicación las disposiciones reglamentarias vigentes, especialmente las vinculadas a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) siendo requisito para la firma del contrato la obtención de la autorización para generar prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto 360/002 y su modificación en el Decreto 72/010.

III.- CONDICIONES PARTICULARES.

a) UTE comprará, en régimen de exclusividad toda la energía eléctrica que sea entregada a su red en el nodo respectivo, atendiendo a los términos establecidos en el contrato.

b) El plazo de contratación será, a criterio de cada oferente, de hasta 20 años computados a partir de la entrada en servicio de la central generadora.

c) El Generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del *Sistema Interconectado Nacional* (SIN) que se requieran. Las obras requeridas serán las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso y que contemplarán en forma prioritaria, entre otros aspectos, las actividades surgidas de la aplicación de los decretos 403/009 y 041/010.

d) La Potencia Disponible Convocable recibirá una remuneración por su disponibilidad reconocida al Precio de la Potencia Disponible Convocable, en el período correspondiente. En caso de convocarse y que la energía sea suministrada, ésta será remunerada al Precio de la Energía Convocada.

e) La Energía No Sujeta a Despacho suministrada recibirá una remuneración al Precio de la Energía No Sujeta a Despacho.

IV.- MODALIDAD PARTICULAR.

El Generador especificará en el contrato la Potencia Autorizada. En cada hora, la suma de la Energía No Sujeta a Despacho más la Energía Convocable será menor o igual a la Potencia Autorizada.

El Generador deberá declarar su estimación anual de la Energía No sujeta a Despacho de cada mes, que estará entre 0 (cero) y la Potencia Autorizada multiplicada por las horas del mes.

Antes de comenzar cada mes, el Generador informará su Energía No Sujeta a Despacho para cada hora del mes de tal forma que su total coincida con la Energía No sujeta a Despacho de ese mes en su declaración anual. Asimismo, deberá declarar su Potencia Disponible Convocable para cada hora del mes por encima de la potencia correspondiente a la Energía No sujeta a Despacho para cada hora del mes, y el Precio de la Energía Convocable para el mes, respetando el Precio Máximo de la Energía Convocada, indicado en el ítem VI. El Generador en forma semanal podrá corregir la declaración de su Energía Convocable para cada hora de la semana siguiente.

A los efectos de la determinación y verificación de la disponibilidad del Generador se aplicará lo establecido en el Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Decreto 360/002), Anexo V, artículos 3, 5, 6, 7 y 8, solamente a la Potencia Disponible Convocable. Adicionalmente, en las horas en que la generación de la central generadora sea inferior al 80% de la Energía No sujeta a Despacho declarada para esa hora, la Potencia Disponible Convocable se considerará nula.

Cuando en la previsión semanal una central se declare con Potencia Disponible Convocable del 100% de la Potencia Autorizada, en caso resultar su energía efectivamente convocada se asegura un período mínimo de despacho de 72 horas.

V.- COMPONENTES DE LA INVERSION.

Para cada oferta se deberá declarar el componente nacional incorporado como porcentaje de la inversión.

No se considerará componente nacional de la inversión, el arrendamiento o adquisición de tierras para el establecimiento de la central generadora o para el abastecimiento de materia prima, así

como las obras de infraestructura necesarias para su inserción en el Sistema Interconectado Nacional, ni para las actividades de operación y mantenimiento.

Para que una oferta sea considerada por parte de UTE deberá contar con una declaración de componente nacional superior o igual al 30% (treinta por ciento) del monto total de la inversión realizada para la construcción de la central generadora.

VI.- PRECIO.

El Precio a pagar por la energía y potencia bajo esta modalidad de contrato se regirá por los siguientes valores:

i) *Precio de la Energía No Sujeta a Despacho:* tendrá un valor de 92,00 USD/MWh (noventa y dos dólares estadounidenses por Megavatio-hora).

ii) *Precio de la Potencia Disponible Convocable:* tendrá un valor de 48,00 USD/MW-h (cuarenta y ocho dólares estadounidenses por Megavatio y por cada hora disponible).

iii) *Precio Máximo de la Energía Convocada:* tendrá un valor de 59,00 USD/MWh (cincuenta y nueve dólares estadounidenses por Megavatiohora).

Los Generadores contratados en el marco de este Decreto, solamente cobrarán por los conceptos aquí indicados y de acuerdo a lo establecido en el contrato a suscribirse con UTE.

Para los tres primeros emprendimientos que adhieran a este mecanismo con una declaración de Componente Nacional superior al 50% se realizará un ajuste en los precios de la Energía No Sujeta a Despacho y de la Potencia Disponible Convocable, (manteniéndose el precio máximo de la Energía Convocada) resultando un conjunto de precios según el siguiente detalle:

i) *Precio de la Energía No Sujeta a Despacho:* tendrá un valor de 95,00 USD/MWh (noventa y cinco dólares estadounidenses por Megavatio-hora).

ii) *Precio de la Potencia Disponible* Convocable: tendrá un valor de 51,00 USD/MW-h (cincuenta y un dólares estadounidenses por Megavatio y por cada hora disponible).

iii) *Precio Máximo de la Energía Convocada*: tendrá un valor de 59,00 USD/MWh (cincuenta y nueve dólares estadounidenses por Megavatiohora).

VII).- PARAMETRICAS DE AJUSTE DE PRECIO.

Los precios establecidos en el numeral VI son los vigentes a la fecha de aprobación del presente Decreto. El Generador deberá seleccionar un conjunto de paramétricas de ajuste de precio entre las opciones A, B y C.

El ajuste de precio será semestral, con vigencia a partir del primer día hábil posterior a los seis meses de la fecha de aprobación de este decreto o del último ajuste realizado.

A = {Energía No Sujeta a Despacho opción 1, Energía Convocada, Disponibilidad opción 1}

B = {Energía No Sujeta a Despacho opción 2, Energía Convocada, Disponibilidad opción 2}

C = {Energía No Sujeta a Despacho opción 3, Energía Convocada, Disponibilidad opción 3}

Paramétrica del Precio de la Energía No Sujeta a Despacho:

Opción 1:

$$\Pr EnAu_t = \Pr EnAu_0 \times \left(0{,}21 + 0{,}10 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}44 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}15 \times \frac{GOIL_t}{GOIL_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}10 \times \frac{WTI_t}{WTI_0} \right)$$

Opción 2:

$$\Pr EnAu_t = \Pr EnAu_0 \times \left(0{,}21 + 0{,}09 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}45 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}15 \times \frac{GOIL_t}{GOIL_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}10 \times \frac{WTI_t}{WTI_0} \right)$$

Opción 3:

$$\Pr EnAu_t = \Pr EnAu_0 \times \left(0{,}21 + 0{,}07 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}47 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}15 \times \frac{GOIL_t}{GOIL_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}10 \times \frac{WTI_t}{WTI_0} \right)$$

donde:

PrEnAu$_t$: Es el Precio de la Energía No Sujeta a Despacho, correspondiente al semestre *t*, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

PrEnAu$_0$: Es el Precio de la Energía No Sujeta a Despacho, correspondiente a la fecha de aprobación del presente Decreto, de 92,00 USD/MWh (noventa y dos dólares estadounidenses por Megavatioshora).

Paramétrica del Precio Máximo de la Energía Convocada:

$$\Pr EnCo_t = \Pr EnCo_0 \times \left(0{,}05 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}60 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}20 \times \frac{GOIL_t}{GOIL_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} + 0{,}15 \times \frac{WTI_t}{WTI_0} \right)$$

donde:

PrEnCo$_t$: es el Precio Máximo de la Energía Convocada correspondiente al semestre *t*, expresado en dólares estadounidenses por Megavatioshora USD/MWh), con dos cifras decimales.

PrEnCO$_0$: Es el Precio Máximo de la Energía Convocada correspondiente a la fecha de aprobación del presente Decreto, de 59,00 USD/MWh (cincuenta y nueve dólares estadounidenses por Megavatios-hora).

Paramétrica del Precio de la Potencia Disponible Convocable:

Opción 1

$$\Pr PoDiCo_t = \Pr PoDiCo_0 \times \left(0{,}36 + 0{,}23 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}41 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} \right)$$

Opción 2

$$\Pr PoDiCo_t = \Pr PoDiCo_0 \times \left(0{,}36 + 0{,}20 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}44 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} \right)$$

Opción 3

$$\Pr PoDiCo_t = \Pr PoDiCo_0 \times \left(0{,}36 + 0{,}16 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0{,}48 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} \right)$$

donde:

PrPoDiCo$_t$: Es el Precio de la Potencia Disponible Convocable correspondiente al semestre t, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MW-h), con dos cifras decimales.

PrPoDiCo$_0$: Es el Precio de la Potencia Disponible Convocable correspondiente a la fecha de aprobación del presente Decreto, de 48,00 USD/MW-h (cuarenta y ocho dólares por Megavatio y por cada hora disponible).Donde:

PPI: Es el Indice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.

PPI$_0$: Es el promedio de los valores del índice de los seis meses anteriores a la fecha de aprobación del presente Decreto.

PPI$_t$: Es el promedio de los valores del índice de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste del precio.

IPPN: Es el Indice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay.

$IPPN_0$: Es igual al promedio de los valores del índice de los seis meses anteriores a la fecha de aprobación del presente Decreto.

$IPPN_t$: Es el promedio de los valores del índice de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste del precio.

GOIL: Es el precio del gas oil común, publicado por la Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Pórtland (ANCAP).

$GOIL_0$: Es igual promedio de los valores del gas-oil de los seis meses anteriores a la fecha de aprobación del presente Decreto.

$GOIL_t$: Es igual promedio de los valores del gas-oil de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste del precio.

TC: Es la cotización del dólar estadounidense interbancario billete compra publicada por el Banco Central del Uruguay. TC0: Es igual promedio de los valores del tipo de cambio de los seis meses anteriores a la fecha de aprobación del presente Decreto.

TC_t: Es igual promedio de los valores de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste del precio.

WTI: Es el precio del West Texas Intermediate (WTI - Cushing) publicado por la U.S Energy Information Administration (EIA).

WTI_0: Es igual promedio de los valores del WTI de los seis meses anteriores a la fecha de aprobación del presente Decreto.

WTI_t: Es igual promedio de los valores del WTI de los seis meses anteriores a la fecha de ajuste del precio.

VIII.- PLAZO.

El Plazo para la entrada en operación de la nueva central se establece en 36 meses máximo a partir de la firma del contrato con UTE.

Artículo 5º. Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente Decreto deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento al final de su vida útil.

Artículo 6º. Los costos asociados a esta forma de contratación (costos de energía y otros), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE, con el procedimiento definido en el artículo 3° del Decreto 77/006.

Artículo 7º. El generador, durante la vigencia del contrato con UTE resultante de la instrumentación de ese Decreto, no pagará cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador en el marco de dicho contrato.

Artículo 8º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 408/010- Tasa de Despacho Nacional de Cargas. Cancelación de aportes de ADME a UTE

De 29 de diciembre de 2010, publicado en D.O. el 13 de enero de 2011. – Tasa de despacho nacional de cargas. Cancelación de aportes de AMDE a UTE.

VISTO: que el artículo 10 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997 creó la Tasa de Despacho Nacional de Cargas destinada a financiar el presupuesto de la Administración del Mercado Eléctrico, cuyo mecanismo de cálculo fue aprobado por Decreto N° 395/007 de 24 de octubre de 2007 y cuyo monto debe ser aprobado por el Poder Ejecutivo;

CONSIDERANDO: I) que la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) realizó actividades técnicas dando cumplimiento al cometido legal asignado aun cuando no percibió la Tasa de Despacho Nacional de Cargas cuyo monto no fue fijado durante el ejercicio 2009;

II) que consecuentemente, incurrió en gastos de funcionamiento que, durante el ejercicio 2009 han sido solventados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE),

a cuenta del pago de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas cuyo monto aun no ha sido aprobado;

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1. En la medida que los costos de funcionamiento de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) correspondientes al ejercicio 2009 se ajustaron a lo aportado por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en el ejercicio indicado, queda cancelada cualquier obligación entre las partes originada en las circunstancias aludidas en el presente decreto.

Artículo 2. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 159/011- Promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 6 de mayo de 2011, publicado en D. O. el 20 de mayo de 2011. - Se establece que UTE promoverá la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente eólica producida en el territorio nacional, dando cumplimiento a la segunda etapa prevista en el Decreto 403/009, y se establecen las condiciones de dichos contratos.

VISTO: que resulta conveniente reglamentar la segunda etapa de incorporación de energía de fuente eólica prevista en el Decreto N° 403/009 del 24 de agosto de 2009, para la incorporación de un mínimo de 300 MW de potencia instalada de energía de fuente eólica contratada con privados, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado;

RESULTANDO: I) Que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista, previendo la posibilidad de celebrar contratos especiales;

II) Que en función de la Política Energética 2005 - 2030 y de los acuerdos multipartidarios alcanzados en el año 2010, el Poder Ejecutivo plantea la incorporación para el año 2015 de 500 MW de potencia eólica instalada en territorio nacional, de los cuales al menos 300 MW corresponden a contratos con privados;

III) Que la situación energética del país y la incertidumbre sobre la disponibilidad y costos en el abastecimiento energético futuro en la región, requiere la adopción de medidas eficaces que permitan incorporar entre otras, la generación de energía eléctrica a partir de un recurso autóctono como el viento;

IV) Que al amparo de los decretos 389/05 del 7 de octubre de 2005, 77/06 del 13 de marzo de 2006, 397/07 del 26 de octubre de 2007, 296/08 del 18de junio de 2008, 299/08 del 20 de junio de 2008, 403/009 del 24 de agosto de 2009, 41/010 del 1° de febrero de 2010 y 367/010 del 10 de diciembre de 2010, se realizaron procedimientos competitivos que instrumentaron la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

V) Que el artículo 26 de la ley N° 18046 del 24 de octubre de 2006 y el artículo 108 de la ley N° 18172 del 31 de agosto de 2007 permiten continuar el proceso de contratación realizado hasta la fecha;

VI) Que la explotación del recurso eólico como fuente autóctona y renovable de generación de energía eléctrica puede contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados;

VII) Que estudios realizados revelan que existe un amplio recurso eólico en el territorio nacional, y que se encuentran en funcionamiento diversos parques eólicos con buenos resultados de funcionamiento;

VIII) Que la generación de energía de fuente eólica aporta a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

IX) Que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto los que contribuyen a viabilizar este tipo de generación;

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el artículo 403 de la Ley N° 18719 de 27 del diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento del sector energético del país;

II) Que existe una valoración positiva y un aquilatamiento de las experiencias surgidas de las diferentes etapas de la curva de aprendizaje por la que se está incorporando a la matriz de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

III) Que para lograr la meta referida en el resultando II se considera conveniente promover instrumentos que viabilicen la instalación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica en el territorio nacional;

IV) Que en esta etapa se entiende conveniente continuar con criterios de instalación de generación eólica que otorgan certeza y escala de potencia adecuadas, y que den continuidad al desarrollo en forma conjunta de proveedores de servicios, equipamiento y tecnología locales;

V) Que por lo explicado en el punto anterior se busca la instalación en el país de emprendimientos eólicos de cierto porte, lo que no excluye el desarrollo de parques de menor potencia, y la posibilidad de realización de contrataciones directas del distribuidor, para lo cual se desarrollarán instrumentos normativos específicos;

VI) que la aprobación de la Ley de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sustentable, N° 18308 de 18 de junio de 2008, establece como cometido la elaboración por parte del Poder Ejecutivo para su aprobación por el Poder Legislativo, de las Directrices Nacionales de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible, concebidas por su artículo 9° como instrumento general de la política pública en la materia;

VII) que las competencias departamentales de ordenamiento territorial de los Gobiernos Departamentales consagradas en el artículo 14 de la norma citada en el Considerando VI y las Directrices Departamentales de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible (artículo 16), constituyen el instrumento que establece el ordenamiento estructural del territorio departamental;

ATENTO: A lo informado por la Dirección Nacional de Energía y la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua y lo previsto en el Decreto Ley N° 14.694 del 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley N° 16832 del 17 de junio de 1997, el artículo 403 de la Ley N° 18719 de 27 del diciembre de 2010, y el artículo 298 del Decreto N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) promoverá la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente eólica producida en el territorio nacional, dando cumplimiento a la segunda etapa prevista en el Decreto 403/009 del 24 de agosto de 2009, para completar la potencia mínima de 300 MW instalados y contratados con privados, meta fijada para el año 2015.

Artículo 2º. Los contratos a suscribir en el presente régimen surgirán de un procedimiento competitivo que deberá contemplar, entre otras, las disposiciones de este decreto y los aspectos de implementación, operatividad y todo otro que se establezca en el pliego de condiciones.

I.- ALCANCE.-

Podrán contratar en este marco los proveedores que oferten energía eléctrica proveniente de centrales generadoras de fuente eólica a ser instaladas en territorio nacional cuya potencia a instalar se encuentre entre 30 y 50 MW. Se permitirá que un mismo oferente pueda ser adjudicado en más de un proyecto, siempre que el total adjudicado al mismo no supere los 100 MW de potencia instalada.

II.- CONDICIONES DE CONTRATACIÓN.-

a) UTE comprará toda la energía que sea entregada a la red en el nodo respectivo, al precio acordado y por el plazo establecido en el contrato.

A los efectos del Despacho Nacional de Cargas (DNC) las centrales generadoras eólicas contratadas se despacharán como lo establece el Decreto 567/009 de 9 de diciembre de 2009.

b) El generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del Sistema interconectado nacional (SIN) que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso.

En el procedimiento competitivo UTE instrumentará una instancia para que el interesado analice los proyectos de conexión y realice las consultas, observaciones o propuestas de modificaciones que entienda necesarias en el proyecto de conexión al SIN.

c) Durante el plazo de vigencia del contrato el generador no podrá enajenar ni ceder bajo ningún título a terceros ni transferir bajo ninguna forma para otros fines que no sean el funcionamiento del parque energía eléctrica proveniente de la central asociada a su contrato con UTE.

d) Los aerogeneradores a utilizar en la central deberán ser nuevos (sin uso) y deberán ser homologados, tanto en su diseño como en su fabricación por parte de instituciones de reconocido prestigio. No se aceptarán prototipos.

e) Para la firma del contrato se deberá contar con la certificación de la producción energética a largo plazo del parque, otorgada por una empresa reconocida internacionalmente, que no se encuentre vinculada o relacionada con el oferente respectivo, en los términos de los artículos 48 y 49 de la Ley N° 16.060 de 4 de setiembre de 1989.

f) Las empresas que realicen el desarrollo, la implantación y el mantenimiento de la central generadora, deberán tener experiencia en esa actividad en parques de potencia no inferior al construido.

g) El mantenimiento de los parques luego del primer año de operación deberá ser realizado por un equipo de personas que esté integrado al menos en un 80% por mano de obra nacional. Para la operación de los parques se utilizará un centro de control que esté situado en territorio nacional.

h) Las contrataciones celebradas bajo el presente régimen serán conforme a las disposiciones de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). UTE podrá diferir hasta el momento de la firma del contrato la solicitud de presentación de la autorización para generar prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto 360/002 del 11 de setiembre de 2002 y su decreto complementario número 72/010 del 22 de febrero de 2010.

i) La gestión de los Certificados de Carbono del Mecanismo de Desarrollo Limpio, o de los eventuales mecanismos de compensación que lo sustituya en el futuro, así como sus beneficios económicos, le corresponderán en su totalidad al generador.

j) UTE establecerá un incentivo a la entrada en operación temprana de las centrales generadoras, mediante un premio sobre el precio de la energía que éstas entreguen antes de una fecha especificada en el pliego correspondiente.

k) En los pliegos de condiciones se establecerá un conjunto de exigencias vinculadas al avance de la ejecución de los proyectos, previo a la habilitación de la central generadora, así como las sanciones correspondientes en caso de su incumplimiento.

III) COMPONENTES DE LA INVERSIÓN.-

Cada oferta deberá explicitar el porcentaje de los insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y el mantenimiento).

No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de tierras para el establecimiento de la central generadora.

Para que una oferta sea considerada los insumos nacionales que integran la inversión deberán alcanzar, como mínimo el 20% (veinte por ciento) del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque eólico. El Pliego de Condiciones establecerá un mecanismo de bonificación en el precio comparativo de la incorporación de insumos nacionales que estén por encima del 20% (veinte por ciento).

El componente nacional de la inversión surgirá de la documentación correspondiente emitida por la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU).

Ésta aplicará los criterios que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

IV) PROCEDIMIENTO COMPETITIVO.-

La incorporación de las centrales generadoras en el régimen que se reglamenta se realizará a través de un procedimiento competitivo.

UTE aprobará el pliego de bases y condiciones particulares previa opinión de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua y del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

V) PLAZOS.-

El plazo de contratación será de 20 años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

Artículo 3º. Para la presentación de un proyecto al procedimiento competitivo, cada oferente deberá exhibir un documento firmado por el Intendente de cada Departamento donde se proyecta instalar aerogeneradores, que declare que al menos en la etapa de anteproyecto en que se encuentra, su ubicación no ofrece reparos.

Artículo 4º. Los titulares de los proyectos adjudicados o propuestos para su adjudicación por la Comisión Asesora de Adjudicaciones que a estos efectos se integre en el procedimiento competitivo encomendado por este decreto, que no dispongan de la autorización para generación prevista en los artículos 53 y 54 del Decreto 360/002 del 11 de setiembre de 2002, quedan exceptuados de presentar para dicha autorización lo requerido en el literal h) del artículo 54 mencionado. En su lugar deberán acreditar la calificación del proyecto en las categorías "A" o "B" según el criterio establecido en el Decreto 349/005 del 21 de setiembre de 2005 y presentar la resolución de adjudicación respectiva, o una constancia expedida por UTE que certifique que el proyecto ha sido propuesto por la Comisión Asesora de Adjudicaciones a los efectos de su adjudicación.

Artículo 5º. Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente decreto deberán cumplir con los Instrumentos de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible vigentes a nivel nacional y departamental al momento de la presentación de ofertas, así como la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento del parque eólico al final de su vida útil.

Artículo 6º. Los costos asociados a esta forma de contratación (de energía y otros), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 7º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 424/011- Promoción de la adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente primaria eólica

De 6 de diciembre de 2011, publicado en D.O. el 23 de diciembre de 2011. – Promoción de suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica, de acuerdo a lo dispuesto por el art. 33 del TOCAF

VISTO: El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de incorporar potencia de generación eléctrica al sistema nacional, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado.

RESULTANDO: I) Que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista, previendo la posibilidad de celebrar contratos especiales;

II) Que en función de la Política Energética 2005 - 2030 y los acuerdos multipartidarios alcanzados en el año 2010, el Poder Ejecutivo planteó la incorporación para el año 2015 de 500 MW de potencia eólica instalada en territorio nacional, de los cuales al menos 300 MW corresponden a contratos con privados;

III) Que la situación energética del país y la incertidumbre sobre la disponibilidad y costos en el abastecimiento energético futuro en la región requiere la adopción de medidas eficaces que permitan incorporar, entre otras, la generación de energía eléctrica a partir de un recurso autóctono como el viento;

IV) Que al amparo de los decretos 389/005 del 7 de octubre de 2005, 77/006 del 13 de marzo de 2006 397/007 del 26 de octubre de 2007, 296/008 del 18 de junio de 2008, 299/008 del 20 de junio de 2008, 403/009 del 24 de agosto de 2009, 41/010 del 1° de febrero de 2010, 367/010 del 10 de diciembre de 2010 y 159/011 del 6 de mayo de 2011, se realizaron procedimientos competitivos para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

V) Que una vez recibidas las ofertas del procedimiento de contratación del Decreto 159/011, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas y la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería realizaron un estudio técnico para la toma de decisión sobre la incorporación de energía eólica adicional al 2015;

VI) Que la explotación del recurso eólico como fuente autóctona y renovable de generación de energía eléctrica puede contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados;

VII) Que estudios realizados revelan que existe un amplio recurso eólico en el territorio nacional y que se encuentran en funcionamiento diversos parques eólicos con muy buenos resultados de funcionamiento;

VIII) Que la generación de energía de fuente eólica aporta a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

IX) Que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios contemplados en el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto, los que contribuyen a viabilizar este tipo de generación.

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el artículo 403 de la Ley N° 18719 de 27 del diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento del sector energético del país;

II) Que existe una valoración positiva y un aquilatamiento de las experiencias surgidas de las diferentes etapas de la curva de aprendizaje de la incorporación a la matriz de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

III) Que una valoración positiva de los procedimientos de contratación cumplidos y los estudios técnicos realizados indican que es viable económica y técnicamente la incorporación de más energía de origen eólico y conveniente superar la meta mínima de incorporación de energía de esta fuente establecida inicialmente;

IV) Que la superación de esta meta es realizable en el corto plazo, debido a la gran cantidad de proyectos eólicos desarrollados por privados y presentados en las diferentes convocatorias recientes;

V) Que para lograr las potencias eólicas proyectadas se considera conveniente continuar promoviendo instrumentos que viabilicen la instalación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica en el territorio nacional;

VI) Que en esta etapa se entiende conveniente continuar con criterios de instalación de generación eólica que otorguen certeza y escala de potencia adecuada y continuidad al desarrollo en forma conjunta de proveedores de servicios, equipamiento y tecnología locales;

VII) Que resulta de interés asegurar una rápida implantación de los proyectos;

VIII) Que la instalación en el país de parques eólicos de cierto porte no excluye el desarrollo de parques de menor potencia y la posibilidad de realización de otras contrataciones directas del distribuidor, para lo cual se podrán desarrollar instrumentos normativos específicos;

IX) Que la Ley de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sustentable, N° 18.308 el 18 de junio de 2008 establece como cometido la elaboración por parte del Poder Ejecutivo para su aprobación por el Poder Legislativo, de las Directrices Nacionales de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible, instrumento general de la política pública en la materia, (Artículo 9°), y las competencias departamentales de ordenamiento territorial de los Gobiernos Departamentales (Artículo 14°) y que las Directrices Departamentales de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible constituyen el instrumento que establece el ordenamiento estructural del territorio departamental (Artículo 16°).

X) Lo informado por la Dirección Nacional de Energía.

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto en el Decreto Ley N° 14.694 del 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997, el artículo 403 de la Ley N° 18.719 de 27 del diciembre de 2010, y el artículo 298 del Decreto N° 360/002 del 11 de setiembre de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Promover la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que, habiendo presentado sus ofertas de conformidad con el Pliego de Condiciones que rigió el procedimiento competitivo K41938, no resulten adjudicatarios del mismo. Esta contratación se realizará en el marco de lo dispuesto en el literal T) del numeral 3° del artículo 33 del TOCAF en la redacción dada por el artículo 26 de la Ley N°. 18.046 del 24 de octubre del 2006.

Artículo 2. Para poder acceder a este procedimiento de contratación, los oferentes deberán aceptar vender la energía al precio promedio ponderado en potencia de las ofertas que resulten adjudicadas en el referido procedimiento. No se permitirá que con un mismo oferente se contrate más de 50 MW. El análisis de conexión a la red se realizará respetando la lista ordenada resultante del procedimiento competitivo K41938 y demás aspectos técnicos que indique UTE.

Se podrá admitir el cambio en la ubicación y/o en el punto de conexión de aquellos proyectos que se encuentren en zonas del país en las que la implantación del proyecto congestione de manera

excesiva la Red de Transmisión. Todas las demás características del proyecto deberán ser las ofertadas en el marco del procedimiento competitivo K41938.

Artículo 3. Extiéndanse a las contrataciones realizadas de acuerdo al presente decreto las disposiciones establecidas en el decreto 159/011 en todo lo que no se opongan al mismo.

Artículo 4. Exhortar a UTE a instrumentar las contrataciones promovidas por el presente decreto.

Artículo 5. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 442/011- Reglamentación del Fondo de Estabilización de Energía

De 19 de diciembre de 2011, publicado en D.O. el 29 de diciembre de 2011. – Reglamentación del art. 773 de la ley 18.719 relativo a los aportes al fondo de estabilización energética. Reglamentario/a de: Ley N° 18.719 de 27/12/2010 artículo 773.

VISTO: el artículo 773 de la Ley N° 18.719, de 27 de diciembre de 2010.-

RESULTANDO: I) que la referida norma creó el Fondo de Estabilización Energética con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficit hídricos sobre la situación financiera de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas y sobre las finanzas públicas, que estará constituido en la Corporación Nacional para el Desarrollo.-

II) que el artículo 773 de la Ley N° 18.719 estableció que el Poder Ejecutivo reglamentará la forma en que se realizarán los aportes al Fondo de Estabilización Energética, así como las condiciones de administración y utilización de los recursos, que estarán regidas por criterios vinculados con las condiciones hidrológicas de las cuencas relevantes para la producción de energía eléctrica.-

III) que el Fondo de Estabilización Energética podrá tener una disponibilidad de hasta 4.000.000.000 Unidades Indexadas (cuatro mil millones de unidades indexadas), efectuando el Ministerio de Economía y Finanzas las transferencias necesarias para su constitución y posterior mantenimiento. Estas transferencias se harán con fondos de Rentas Generales recaudados directamente por el Gobierno, así como con versiones realizadas por Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a Rentas Generales con este destino específico.-

IV) que por Resolución del Poder Ejecutivo del 29 de diciembre de 2010 se transfirió a la Corporación Nacional para el Desarrollo un monto de U$S 150:000.000 (ciento cincuenta millones de dólares de los Estados Unidos de América) vertidos por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a Rentas Generales, con destino a la constitución del Fondo de Estabilización Energética.-

V) que la mencionada resolución encomendó al Ministerio de Economía y Finanzas, con el asesoramiento del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, a elaborar y someter a la aprobación del Poder Ejecutivo el Reglamento que definirá los criterios con los cuales se efectuarán los futuros aportes y la utilización de los recursos.-

CONSIDERANDO: que corresponde elaborar el Reglamento a que refiere el resultando V.-

ATENTO: a lo precedentemente expuesto.-

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Los aportes al Fondo de Estabilización Energética se harán mediante transferencias provenientes de Rentas Generales ya sean recaudadas directamente por el Gobierno Central o a través de versiones realizadas por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas con ese destino específico.-

Artículo 2. (Definiciones) En noviembre de cada año, la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas realizará los cálculos definidos en este artículo, para el período comprendido entre el primer día de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente (período de cálculo), usando exclusivamente de los modelos de simulación y las hipótesis de la Programación Estaciona1 correspondiente publicada por Administración del Mercado Eléctrico.

Generación Hidráulica Real Trimestral (GHRT): Es la Generación Hidráulica que ingresa al sistema en un trimestre dado.

Generación Hidráulica Real Anual (GHRA): Es la Generación Hidráulica que ingresa al sistema en un año dado.

Generación Hidráulica Esperada Trimestral (GHET): Es la Generación Hidráulica Esperada para un trimestre dado.

Generación Hidráulica Esperada Anual (GHEA): Es la Generación Hidráulica Esperada para un ano dado.

Límite inferior hidráulico del trimestre (LIHT): Corresponde al 90% de la generación hidráulica esperada trimestral, para el trimestre correspondiente.

Costo Esperado de la Energía Prevista (CEEP): Es el costo total anual esperado de la energía prevista que surge de los modelos de simulación y las hipótesis de la Programación Estacional para el periodo diciembre-noviembre, considerando solamente los costos variables de generación.

Costo Medio Esperado de la Energía Gestionable (CMEEG): Es el costo anual esperado de generación considerando solamente los costos variables de los recursos dividido la energía esperada inyectada por los mismos recursos.

CAD85T: Es el Costo de Abastecimiento de la Demanda del Trimestre que no es excedido con probabilidad 85%, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América y calculado a partir de las simulaciones realizadas para la Programación Estacional.

CADET: Es el valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda del trimestre, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América y calculado a partir de las simulaciones realizadas para la Programación Estacional.

GH85T: Es la estimación de la generación hidráulica trimestral asociada a al CAD85T y se calculará como el promedio de la generación hidráulica del trimestre de las diferentes crónicas simuladas condicionadas a que el costo de abastecimiento de la demanda en el mismo trimestre esté en el entorno de +/-5% del valor CAD85T.

Valor Objetivo de Cobertura del Fondo (VOCF): Como el valor en dólares correspondiente al costo anual de abastecimiento de la demanda que no es excedido con probabilidad 85% menos el valor esperado de dicho costo.

Costo Medio de la Energía en situación de Déficit Hídrico del Trimestre (CMEDHT): Se calculará a partir las simulaciones estadísticas realizadas por ADME para la Programación Estacional como el cociente (CAD85T-CADET)/(GHET-GHE85T), expresado en USD/MWh."

Tope máximo del Fondo de Estabilización Energética: Es el establecido por el Artículo 773 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 20a0 o por sus eventuales actualizaciones.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 1º del Decreto No. 305/014, de 22/10/2014.

Artículo 3. (Aportes) Los aportes al Fondo de Estabilización Energética que serán efectuados anualmente por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas o el Ministerio de Economía y Finanzas a Rentas Generales, a través de versiones con ese destino específico, se calcularán en función de los valores GHRA o GHRT según corresponda, informada por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) con la GHEA o GHET, según corresponda, de acuerdo a los siguientes rangos:

1) Si la GHRA es mayor al 65% y menor o igual al 100% de la GHEA, se considerará un valor de 6,5% del valor VOCF calculado para el año.

2) Si la GHRA anual es mayor al 100% de la GHEA, se considerará un valor de 8,5% del valor VOCF calculado para el año.

3) Si la GHRT trimestral es mayor al 115% de la GHET trimestral, se considerará un valor de aporte variable en unidades indexadas que se calculará de la siguiente forma: (GHRT - GHET x 1.15) x CMEEG. En forma adicional se realizará el aporte anual que corresponda.

El total anual del aporte variable a realizar al Fondo de Estabilización Energética resultante de la mecánica definida, más el costo de la energía despachada, valorizada con los criterios del artículo 57, no podrá superar el valor CEEP calculado para el año.

Los aportes definidos se realizarán hasta que el Fondo de Estabilización Energética alcance el valor VOCF calculado para el año.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 2º del Decreto No. 305/014, de 22/10/2014.

Artículo 4. (Uso).- La determinación del uso del Fondo de Estabilización Energética se realizará por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas dentro de los primeros 10 días hábiles posteriores al fin de cada trimestre, comparando la GHRT del mismo, con el Límite Inferior Hidráulico (LIHT), definido como el 90% de la GHET.

En caso que la GHRT sea menor o igual al LIHT, la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá hacer uso del Fondo de Estabilización Energética. El monto máximo de utilización quedará establecido por dicha diferencia, valorada en función de lo dispuesto en el artículo siguiente.

Fuera de las situaciones previstas en el inciso precedente, en caso de que el saldo del Fondo de Estabilización Energética supere el VOCF anual estimado más un incremento del 50% (cincuenta por ciento), el Poder Ejecutivo, en consulta con la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, podrá transferirle fondos con cargo al excedente.

NOTA: Último inciso agregado por el artículo 1º del Decreto Nº 139/017, de 29 de mayo de 2017.

Artículo 5. (Valoración del uso) La diferencia entre la GHRT y LlHT será valorada trimestralmente al valor CMEDHT y el resultado se expresará en Dólares de los Estados Unidos de América.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 3º del Decreto No. 305/014, de 22/10/2014.

Artículo 6. Encomiéndese a la Corporación Nacional para el Desarrollo en carácter de fideicomitente, a celebrar un contrato de fideicomiso de administración con la Corporación Nacional Financiera de Fondos de Inversión en carácter de fiduciaria para la administración del Fondo de Estabilización Energética. El beneficiario de dicho fideicomiso será la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

Artículo 7. (Plazos y moneda de aportes y usos).- El Fiduciario, una vez que recibe la información de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas respecto a la liquidación de cada uso del fondo tendrá 10 días hábiles para hacer efectivo el pago del mismo, en Dólares transferencia de los Estados Unidos de América.

Los pagos a realizar por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, con destino a aportes al Fondo de Estabilización Energética, serán efectuados en el mes de diciembre, por el valor resultante de la aplicación de la operativa establecida en el artículo 3°.

Artículo 8. La fiduciaria, con el asesoramiento del Banco Central del Uruguay, determinará en qué valores, dentro de los que componen los activos externos de reserva, se invertirán los recursos que componen al Fondo. A tales fines, dichos recursos serán depositados por la fiduciaria en el Banco Central del Uruguay a los efectos de la adquisición por éste de los activos externos de reserva que aquélla determine.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 4º del Decreto No. 305/014, de 22/10/2014.

Artículo 9. El fideicomiso de administración, previa autorización del Poder Ejecutivo, podrá convertirse en fideicomiso financiero a los efectos de emitir Títulos 'valores. El Fideicomiso, en cualquiera de sus formas, previa autorización del Poder Ejecutivo, podrá contraer empréstitos bancarios u otro tipo de financiamiento, hasta el máximo establecido en el Artículo 773 de la Ley No. 18.719, de fecha 27 de diciembre de 2010 o por sus eventuales actualizaciones. En caso de que los recursos del Fondo de Estabilización Energética sean insuficientes para cubrir el servicio de deuda correspondiente, el mismo será financiado con recursos de Rentas Generales.

NOTA: Redacción dada por el Artículo 5º del Decreto No. 305/014, de 22/10/2014.

Artículo 10. En Diciembre de cada año la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas informará al Ministerio de Industria, Energía y Minería sobre los resultados de los cálculos definidos en el artículo 2° y elaborará, en conjunto con la Corporación Nacional para el Desarrollo, un informe del desempeño del Fondo de Estabilización Energética. Dicho informe será elevado al Ministerio de Industria, Energía y Minería y al Ministerio de Economía y Finanzas a los efectos de realizar el seguimiento del Fondo de Estabilización Energética y asegurar el cumplimiento de los objetivos planteados en la creación del mismo.

Artículo 11. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 86/012- Aprobación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE)

De 22 de marzo de 2012, publicado en D.O. el 13 de abril de 2012.- Aprobación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE).

VISTO: la Ley N° 18.597 de 21 de setiembre de 2009;

RESULTANDO: I) que el artículo 17 de la ley mencionada encomienda a los Ministerios de Economía y Finanzas e Industria, Energía y Minería la creación del Fideicomiso Uruguayo De Ahorro y Eficiencia Energética, con los cometidos de brindar financiamiento para la asistencia técnica en eficiencia energética, promover la eficiencia energética a nivel nacional, financiar proyectos de inversión en eficiencia energética, promover la investigación y desarrollo en eficiencia energética y actuar como fondo de contingencias en contextos de crisis del sector;

II) que el artículo 18 de la ley referida encarga a la Corporación Nacional para el Desarrollo la administración del fideicomiso en su condición de agente fiduciario;

III) que los Ministerios de Economía y Finanzas e Industria, Energía y Minería elevaron proyecto de contrato para la constitución del fideicomiso;

IV) Que el Tribunal de Cuentas de la República realizó la intervención previa correspondiente, no formulando observaciones a lo actuado, Carpeta N° 235429 N° E. 7819/11;

CONSIDERANDO: I) que la eficiencia energética constituye un componente fundamental de la política energética del país;

II) que es impostergable la implementación de instrumentos específicos con una visión de largo plazo de uso eficiente de los recursos energéticos entre los cuales se encuentra el fideicomiso;

ATENTO: a lo anteriormente expuesto, y lo establecido en la Ley N° 18.597 de 21 de setiembre de 2009 y el artículo 403 de la Ley N° 18.719 de 27 del diciembre de 2010;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Apruébase el Fideicomiso Uruguayo De Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) creado el 29 de diciembre de 2011 por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y la Corporación Nacional para el Desarrollo (CND).

Artículo 2. Encomiéndase a la Corporación Nacional para el Desarrollo la administración del FUDAEE.

Artículo 3. El FUDAEE tendrá los siguientes cometidos:

A) Administrar y asegurar la transparencia de las transacciones de certificados de eficiencia energética, conforme a las directivas que establezca el Poder Ejecutivo, haciendo efectivos los certificados mencionados por su valor nominal de conformidad con los procedimientos establecidos en el Manual de Operaciones;

B) Realizar aportes al Fideicomiso de Eficiencia Energética que opera en el marco del Sistema Nacional de Garantías, destinados a líneas de financiamiento de proyectos de eficiencia energética;

C) Financiar actividades de investigación y desarrollo en eficiencia energética y la promoción de energías renovables;

D) Brindar financiamiento para el desarrollo de diagnósticos y estudios energéticos para el sector público y privado;

E) Administrar y captar los fondos de donación y préstamos de organismos internacionales u otras fuentes que estén destinados a promover la eficiencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero en el sector energía;

F) Financiar campañas de educación, promoción y difusión de la eficiencia energética destinadas a todos los usuarios de energía;

G) Financiar las actividades de control y seguimiento del etiquetado de eficiencia energética de equipamientos;

H) Financiar la readecuación y el equipamiento de laboratorios nacionales para asegurar las capacidades de ensayo necesarias para promover y desarrollar la eficiencia energética;

I) Financiar los costos asociados a la operación del fideicomiso, como la planificación, control, seguimiento, auditoría, control de los certificados de eficiencia energética, capacitación y contratación del personal destinado a cumplir funciones en el área de eficiencia energética de la Dirección Nacional de Energía;

J) Financiar las actividades de comunicación destinadas al ahorro de energía por parte de los usuarios en contextos de crisis de abastecimiento.

Artículo 4. Los recursos para la constitución del patrimonio del FUDAEE provendrán de las fuentes referidas en los artículos 5, 8 y 9 del presente Decreto y serán depositados en una cuenta bancaria especial que el fiduciario abrirá de manera exclusiva y excluyente para la gestión del fideicomiso en una institución financiera de plaza a acordar con los fideicomitentes con la denominación "CND FUDAEE" y a la orden del fiduciario.

Artículo 5. La Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, Montevideo Gas S.A. y Conecta S.A., en su calidad de empresas prestadoras de servicios de energía deberán aportar anualmente al FUDAEE el 0,13% (cero coma trece por ciento) del total de las ventas anuales de energéticos (energía eléctrica, gas natural, combustibles y otros derivados de hidrocarburos) al consumidor final o intermediario. Para la determinación del aporte se incluirán los montos de ventas de los energéticos cualquiera fuera su fuente de origen, neto de impuestos, destinados al mercado interno, excluyéndose las realizadas entre los prestadores cuando la adquisición se realice como insumo para la producción del respectivo energético.

Cumplido el plazo de cinco años de funcionamiento del FUDAEE, el MEF y el MIEM si la situación coyuntural del sector energético lo requiriera, podrán solicitar incluyendo las proyecciones respectivas, al Poder Ejecutivo el aumento del porcentaje de aporte hasta un máximo de 0,25% (cero con veinticinco por ciento).

Artículo 6. Las empresas realizarán los aportes del artículo anterior mediante adelantos mensuales sobre las ventas proyectadas anuales dentro de los diez primeros días hábiles del mes siguiente a aquel por el que se realiza dicho adelanto.

Artículo 7. Las empresas podrán realizar hasta un 30% (treinta por ciento) del aporte anual adeudado con certificados de eficiencia energética exigibles que fueron obtenidos en años anteriores y por su valor nominal.

Artículo 8. Los generadores de energía eléctrica públicos o privados que desarrollen inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica o ampliación de la capacidad existente, cuyo propósito sea la comercialización de la mayor parte de la energía generada a terceros utilizando las redes de transporte y distribución del sistema eléctrico nacional y que a su vez provenga de la utilización de fuentes fósiles de energía, excluyendo los proyectos de cogeneración, aportarán por una única vez y como condición previa a la puesta en funcionamiento de las instalaciones, el monto equivalente al 1% (uno por ciento) de la inversión total.

Artículo 9. El patrimonio del FUDAEE provendrá también de:

A) Los aportes que determine el MIEM por la recaudación de multas a usuarios de energía por concepto de prácticas ineficientes y dispendiosas;

B) Fondos provenientes de donaciones o préstamos de organismos internacionales u otras fuentes externas que no tuvieran un destinatario específico y que fueran explícitamente destinadas a promover la eficiencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero en el sector energía;

C) Partidas que determine el Poder Ejecutivo de acuerdo a la norma presupuestal respectiva para la promoción, ahorro y uso eficiente de la energía;

D) Fondos que provengan de tasas impositivas diferenciales a equipamiento ineficiente.

Artículo 10. El fiduciario recaudará los pagos de todos los recursos referidos en los artículos 5 y 8 del presente Decreto por cuenta y orden de los fideicomitentes. La gestión de recaudación a cargo del fiduciario no incluirá el cobro forzado de los recursos referidos y de las multas y recargos aplicables en caso de falta de pago por parte de las empresas y generadores obligados.

Los recursos referidos en el artículo 9 del presente Decreto serán depositados por el MEF o por el MIEM, según corresponda, en la cuenta del FUDAEE prevista en el artículo 4 del presente Decreto.

Artículo 11. El MIEM elaborará los instructivos y formularios de declaración jurada para el pago de los aportes referidos en los artículos 5 y 8.

El instructivo y formulario para el pago del aporte anual previsto en el artículo 5 deberán contemplar la proyección anual de ventas para la determinación del adelanto mensual, la devolución o cómputo de los saldos a favor del obligado que resulten al cierre del período de aporte, el pago con certificados de eficiencia energética y el procedimiento de pago ante el fiduciario como agente de recaudación.

Artículo 12. Los fondos fiduciarios provenientes de los ingresos referidos en el artículo 5 y en los literales A, C) y D) del artículo 9 de este Decreto serán asignados en el presupuesto anual conforme a las siguientes restricciones:

A) Un 60% (sesenta por ciento) para el cumplimiento de la meta anual de ahorro de energía, conforme se establece en el literal A) del artículo 3;

B) Hasta un máximo del 7% (siete por ciento) para el cumplimiento de los fines establecidos en el literal B) del artículo 3°;

C) Entre un mínimo del 3% (tres por ciento) y un máximo del 5% (cinco por ciento) para los costos asociados a las actividades comprendidas en el literal G) del artículo 3;

D) Desde un mínimo del 7% (siete por ciento) y hasta un máximo del 10% (diez por ciento) para cubrir los costos de las actividades comprendidas en el literal I) del artículo 3;

E) Hasta un máximo del 15% (quince por ciento) para cubrir los costos de otras actividades que se encuentren contempladas en el artículo 3 para la promoción de la eficiencia energética a nivel nacional.

Artículo 13. Los fondos del FUDAEE asignados para cada ejercicio fiscal provenientes de los aportes referidos en el artículo 5 de este decreto que no sean ejecutados o comprometidos durante el mismo ejercicio fiscal serán descontados de los aportes correspondientes al ejercicio del año siguiente de forma proporcional a los aportes efectuados por cada prestador de servicios de energía por dicho concepto.

Los ingresos del FUDAEE por el concepto referido en el artículo 8 podrán ser distribuidos proporcionalmente en el presupuesto del año de contabilizado el aporte y en los presupuestos correspondientes a los ejercicios fiscales de los nueve años siguientes. Su asignación se ajustará a los mismos criterios establecidos en los literales A) a E) del artículo 12.

El ejercicio fiscal del FUDAEE será el comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de cada año y, un mes previo a su cierre, el MIEM fijará el presupuesto anual conforme a las necesidades coyunturales del sector energía y los criterios generales de asignación establecidos en la ley N° 18.597 y el presente Decreto.

Artículo 14. El FUDAEE tendrá un plazo de quince años y podrá ser prorrogado, modificado o revocado por resolución conjunta del MIEM y el MEF.

Artículo 15. Los fondos existentes al finalizar el fideicomiso serán transferidos al MIEM para ser destinados a programas relativos a la energía.

Artículo 16. El fiduciario mantendrá los registros, efectuará las rendiciones solicitadas y llevará las cuentas con los requerimientos y condiciones generalmente aceptados, preparará los estados financieros correspondientes y se someterá a las auditorías externas que le sean requeridas por el MIEM o el MEF.

Artículo 17. La rendición de cuentas anual preparada por el fiduciario deberá ser publicada en los sitios web del MIEM y el MEF.

Artículo 18. El FUDAEE se regirá por este Decreto, el contrato constitutivo, el Manual de Operaciones que, incluido como anexo (*) se considera parte integrante de este Decreto, la Ley N° 18.597 de 21 de setiembre de 2009, la Ley N° 17.703 de 28 de octubre de 2003 y el Decreto N° 516/003 de 11 de diciembre de 2003.

Artículo 19. El presente Decreto entrará en vigencia desde la fecha de su aprobación.

Artículo 20. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO MANUAL DE OPERACIONES DEL FUDAEE

1. OBJETO

El objeto del presente Manual es definir los lineamientos generales que sirvan de base para el eficaz cumplimiento de los objetivos asignados al Fideicomiso Uruguayo De Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE). En este sentido, se establecerán en forma genérica los procedimientos que regularán las operaciones administrativo - financieras, la realización de pagos, contrataciones, e inversiones que no hayan sido previstos en el contrato de fideicomiso del FUDAEE.

Las funciones y procedimientos descritos en este documento podrán estar sujetas a revisiones y modificaciones, las que deberán ser acordadas previamente entre la Corporación Nacional para el Desarrollo (como Fiduciario), el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

2. LINEAMIENTOS OPERATIVOS DE FUNCIONAMIENTO DEL FUDAEE

El MIEM será el encargado, en coordinación con otros Ministerios e Instituciones vinculadas, de la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética. Este Plan tendrá un horizonte de proyección de quince años y será revisado y evaluado como mínimo cada cinco años e incluirá los aspectos definidos en el artículo 4 de la ley N° 18.597.

Para llevar a cabo las acciones contempladas en el Plan Nacional de Eficiencia Energética y cumplir con la Meta Anual de Energía Evitada, el MIEM se apoyará en el FUDAEE, quien deberá cumplir con las competencias definidas en el artículo 19 de la ley N° 18.597.

Los lineamientos operativos para el funcionamiento del FUDAEE se describen a continuación.

2.1 Elaboración del Presupuesto Anual Detallado

En forma anual y con un mes de anticipación al cierre de cada ejercicio fiscal, el MIEM, a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), fijará el presupuesto anual detallado considerando las necesidades específicas y coyunturales del sector energía y siguiendo los criterios generales de asignación de los fondos fiduciarios establecidos en el artículo 23 de la ley N° 18.597.

El presupuesto anual deberá ser entregado a la CND para que como agente fiduciario realice el control presupuestal e informe mensualmente al MIEM, a través de la DNE, sobre la ejecución de los fondos presupuestales.

2.2 Transferencia de fondos fiduciarios al FUDAEE

Los fondos de que dispone el FUDAEE provienen de los recursos previstos en el artículo 21 de la ley N° 18.597. Consisten en: los aportes realizados por las empresas prestadoras de servicios de energía y por las empresas generadoras de energía que desarrollen inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica o ampliación de la capacidad existente, las multas a usuarios por uso ineficiente de energía, las donaciones o préstamos de organismos internacionales u otras fuentes externas destinadas a promover la eficiencia energética, las partidas presupuestales que determine el Poder Ejecutivo y los fondos que provengan de tasas impositivas diferenciales a equipamiento ineficiente.

Estos fondos constituyen el patrimonio fiduciario y estarán destinados a dar cumplimiento a las competencias asignadas al FUDAEE por la ley N° 18.597.

Los recursos que integran el patrimonio fiduciario descritos anteriormente estarán depositados en una o más cuentas bancarias exclusivas y excluyentes abiertas por la CND en una institución de intermediación financiera de plaza en forma acordada con el MEF y el MIEM.

Para dar cumplimiento a las funciones específicas asignadas al FUDAEE en el artículo 19 de la ley N° 18.597, la CND como agente fiduciario ejecutará las órdenes de pago o desembolso que reciba de los Fideicomitentes.

2.3 Realización de Pagos

Para que la CND proceda a cumplir con el pago, la CND deberá recibir de los Fideicomitentes una nota firmada por personas autorizadas a esos efectos, en la que solicite a la CND que proceda al pagó de un determinado documento (factura o boleto).

2.4 Inversión de fondos fiduciarios

La CND como agente fiduciario deberá invertir los fondos de la Cuenta Fiduciaria de acuerdo a las instrucciones de los Fideicomitentes siempre que ello sea posible de acuerdo a los fondos existentes y al presupuesto anual.

2.5 Realización de contrataciones

Los Fideicomitentes deberán enviar a CND una nota firmada por personas autorizadas para efectuar comunicaciones, solicitando la contratación de acuerdo a los términos de referencia que deberán adjuntarse a dicha nota.

2.6 Mecanismos de control de los fideicomitentes al fiduciario

Los Fideicomitentes controlarán la ejecución presupuestal y la operativa del FUDAEE según lo establecido en la Ley 18.597, en el Plan Nacional de Eficiencia Energética y en la Meta Anual de Energía Evitada, en su conjunto.

Para ello, la CND como agente fiduciario:

- Rendirá cuentas
- Elaborará informes mensuales de ejecución
- Confeccionará Estados Contables

La rendición de cuentas anual deberá ser publicada por el MIEM y el MEF en sus respectivos sitios web oficiales.

Decreto N° 135/012- Fija la remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de Energía Eléctrica para el 2012

De 24 de abril de 2012, publicado en D.O. el 8 de mayo de 2012.- Fija la remuneración para las instalaciones del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica.

VISTO: la necesidad de actualizar la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Transmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto N° 278/002, de 25 de junio de 2002;

RESULTANDO: I) que en relación con la remuneración para las instalaciones del Sistema de Transmisión la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en su calidad de Transmisor ha realizado la valorización de su inventario de instalaciones;

II) que las hipótesis generales y procedimientos asociados han sido puestos en conocimiento de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y la Dirección Nacional de Energía;

CONSIDERANDO: I) que el artículo 12 de la Ley N° 16.832, de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte no comprometida en líneas de transmisión;

II) que, el Reglamento de Transmisión establece el criterio de cálculo de los cargos por el uso de las redes, distinguiendo entre cargos de conexión y de interconexión o peajes;

III) que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de transmisión.

ATENTO: a lo expuesto, y lo previsto por el Decreto N° 278/002 de 28 de junio de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Fíjase la remuneración para las instalaciones del Sistema de Transmisión de energía eléctrica para el año 2012 en la suma de $ 4.180.737.614,00 (pesos uruguayos cuatro mil ciento ochenta millones setecientos treinta y siete mil seiscientos catorce).No están comprendidas las instalaciones correspondientes a: I) la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande; II) la conexión internacional Rivera - Santana do Livramento.

Artículo 2. Encomiéndese a la URSEA realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE para la remuneración de las instalaciones del Sistema de Transmisión a regir durante el año 2013, y su modalidad de ajuste a futuro.

Artículo 3. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto No. 136/012- Determinación de la metodología de cálculo de los cargos de trasmisión de energía eléctrica.

De 24 de abril de 2012, publicado en D.O. el 8 de mayo de 2012.- Determinación de la metodología de cálculo de los cargos de transmisión de energía eléctrica.

VISTO: La necesidad de actualizar los cargos por uso del Sistema de Transmisión de energía eléctrica fijados por el Decreto No. 229/007 de 25 de junio de 2007;

RESULTANDO: I) Que por Decreto de la fecha, se fija la remuneración para las instalaciones del Sistema de Transmisión de energía eléctrica;

II) Que el Decreto No. 228/007 de 25 de junio de 2007 establece la metodología de cálculo de los cargos de transmisión;

III) Que es necesario disponer de una metodología de cálculo de los cargos de transmisión simple con criterios razonables de adjudicación de costos y compatible con la evolución de las tarifas de los clientes regulados del Distribuidor;

CONSIDERANDO: Que corresponde actualizar los cargos por uso del Sistema de Transmisión de energía eléctrica fijados por el Decreto No. 229/007 de 25 de junio de 2007;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en el Artículo 15 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1.- Aplíquese para el cálculo de los cargos de transmisión durante el período de validez de los cargos que se aprueban en el presente Decreto, la metodología establecida en el Anexo II del Decreto No. 228/007 de 25 de junio de 2007.

Artículo 2.- Apruébanse los cargos de transmisión indicados en Anexo aplicables a: generadores ubicados en cualquier punto de la red de transmisión o distribución, incluyendo autoproductores por sus excedentes vertidos a la red, importaciones que inyectan potencia en la red de transmisión, el Distribuidor, consumidores conectados en tensiones 500 kV y 150 kV, incluyendo las demandas contratadas por autoproductores en dichos niveles de tensión y exportaciones que extraen potencia de la red de transmisión, que resultan de la remuneración total fijada por Decreto de la fecha y de la metodología establecida en el Decreto No. 228/007 de 25 de junio de 2007. Dichos cargos entrarán en Vigencia con la aprobación del presente Decreto y regirán hasta que se establezcan nuevos valores.

Artículo 3.- Apruébanse los Cargos por Potencia Excedentaria para la Demanda indicados en Anexo aplicables a las demandas conectadas en 500 kV y 150 kV. Los cargos entrarán en vigencia con la aprobación del presente Decreto y regirán hasta que se establezcan nuevos valores.

Artículo 4º.- Encomiéndese a la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de ADME sobre su aplicabilidad, para la metodología de cálculo de los cargos de transmisión a regir a partir del año 2013, en un plazo de 60 días a contar desde la aprobación del presente Decreto.

Artículo 5º.- Sustitúyese el Artículo 103 del Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002, por el siguiente: “Los cargos de conexión y de peaje para los usuarios, correspondientes a cada año tarifario, serán calculados por la URSEA según la metodología correspondiente, elevándolos al Poder Ejecutivo para su aprobación, previa opinión de UTE”.

Artículo 6º.- Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO

Peaje estampillado de las inyecciones de energía pagados	$/MWh
por Generadores e Importación	74,61

Cargo de Conexión de Generadores	$/año
Rincón del Bonete	6,665,981
Baygorria	3,999,588
Central Batlle	12,940,089
CTR	3,432,483
Maldonado	455,650
Central Palmar	68,027,942
Total Generadores	95,521,733

Peajes a pagar por la Demanda	$/kW.mes
En 500 kV	
Cargo Pmax	42.90
En 150 kV	
Cargo Pp	127.06
Cargo (Pfp - Pp)	77.07

Peajes pagados por la exportación Ocasional	$/MWh
Exportaciones en 500 kV	58.76
Exportaciones en 150 kV	174.08

Cargos por Potencia Excedentaria para la Demanda	$/kW.mes
Consumidores en 500 kV	
Potencia Excedentaria:	
0% P.Contratada < P.Excedentaria ≤ 5% P.Contratada	Cargo Pmax
5% P.Contratada < P.Excedentaria ≤ 10% P.Contratada	3 * Cargo Pmax
10% P.Contratada < P.Excedentaria ≤ 20% P.Contratada	4 * Cargo Pmax
20% P.Contratada < P.Excedentaria	6 * Cargo Pmax
Consumidores en 150 kV	
Potencia Excedentaria en hrs. Punta	
0% P.Contratada Punta < P.Excedentaria Punta ≤ 5 % P.Contratada Punta	Cargo Pp
5% P.Contratada Punta < P.Excedentaria Punta ≤ 10% P.Contratada Punta	1.18 * Cargo Pp
10% P.Contratada Punta < P.Excedentaria Punta ≤ 20% P.Contratada Punta	1.57 * Cargo Pp
20% P.Contratada Punta < P.Excedentaria Punta	2.36 * Cargo Pp
Potencia Excedentaria en hrs. Fuera de Punta	
0% P.Contratada F.Punta < P.Excedentaria F.Punta ≤ 5% P.Contratada F.Punta	Cargo (Pfp - Pp)
5% P.Contratada F.Punta < P.Excedentaria F.Punta ≤ 10% P.Contratada F.Punta	3 * Cargo (Pfp - Pp)
10% P.Contratada F.Punta < P.Excedentaria F.Punta ≤ 20% P.Contratada F.Punta	4 * Cargo (Pfp - Pp)

20% P.Contratada F.Punta < P.Excedentaria F.Punta	6 * Cargo (Pfp - Pp)

Decreto N° 137/012- Fija la remuneración para las instalaciones del sistema de subtransmisión de energía eléctrica para el año 2012.

De 24 de abril de 2012, publicado en D.O. el 8 de mayo de 2012.- Fijación de la remuneración para las instalaciones del sistema de subtransmisión de energía eléctrica para el año 2012.

VISTO: la necesidad de determinar la remuneración reconocida para las Instalaciones de Subtransmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Distribución aprobado por Decreto N° 277/002 de 28 de junio de 2002;

RESULTANDO: I) que en relación con la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtransmisión, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en su calidad de Distribuidor ha realizado la valorización de su inventario de instalaciones;

II) que las hipótesis generales y procedimientos asociados han sido puestos en conocimiento de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y de la Dirección Nacional de Energía;

CONSIDERANDO: I) que el artículo 12 de la Ley N° 16.832, de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte no comprometida para suministrar la demanda contratada;

II) que el Reglamento de Distribución establece el criterio de cálculo de los cargos por el servicio de transporte;

III) que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Subtransmisión;

ATENTO: a lo expuesto y lo previsto por el artículo 78 del Decreto 277/002 de 28 de junio de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Fíjase la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtransmisión de energía eléctrica para el año 2012 en la suma de $ 2.486.258.400,00 (pesos uruguayos dos mil cuatrocientos ochenta y seis millones doscientos cincuenta y ocho mil cuatrocientos). Este valor corresponde al inventario normalizado de las instalaciones de Distribución de tensiones 31,5 kV y 63 kV.

Artículo 2. Encomiéndese a URSEA realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE, para la remuneración de las instalaciones del Sistema de Subtransmisión a regir durante el año 2013, y su modalidad de ajuste a futuro.

Artículo 3. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto Nº 138/012- Aprueba cargos y metodología de cálculo de los cargos de la red de subtransmisión.

De 24 de abril de 2012, publicado en D.O. el 24 de mayo de 2012.- Aprobación de cargos y de la metodología de cálculo de los cargos de la red de subtransmisión.

VISTO: la necesidad de establecer los valores de los cargos por uso del Sistema de Subtransmisión de energía eléctrica.

RESULTANDO: I) que por Decretos de la fecha, se fija la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtransmisión de energía eléctrica y para las instalaciones del Sistema de Transmisión de energía eléctrica;

II) que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) presentó una propuesta de metodología para el cálculo de los cargos de Subtransmisión que aplica criterios análogos a los utilizados para la determinación de la tarifa aplicable a los clientes regulados;

III) que es necesario disponer de una metodología de cálculo de los cargos de subtransmisión compatible con la evolución de las tarifas de los clientes regulados del Distribuidor.

CONSIDERANDO: I) que el artículo 12 de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 establece el acceso no discriminado de terceros a la capacidad de transporte no comprometida para suministrar la demanda contratada;

II) que corresponde establecer una metodología de cálculo de los cargos de subtransmisión.

ATENTO: a lo expuesto, y lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA, DECRETA:

Artículo 1. Apruébase la metodología de cálculo de los cargos de la red Red de Subtransmisión indicados en el Anexo I del presente Decreto.

Artículo 2. Apruébanse los cargos de la Red de Subtransmisión indicados en el Anexo II del presente Decreto aplicables a Clientes Libres definidos como Grandes Consumidores en el artículo 7 del Decreto N° 276/002 del 28 de junio de 2002, conectados en tensiones de 63 kV y 31, 5 kV. Los cargos entrarán en vigencia desde la fecha de aprobación de este Decreto y regirán hasta que se establezcan nuevos valores.

Artículo 3. Aplíquese el régimen de cobro por Potencia Excedentaria para los casos en los cuales se supere la Potencia Contratada de acuerdo a lo establecido en el Anexo II del presente Decreto. Los cargos entrarán en vigencia desde la fecha de aprobación de este Decreto y regirán hasta que se establezcan nuevos valores.

Artículo 4. Encomiéndase a la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar anualmente el cálculo de los cargos de Subtransmisión de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo y modificativas, y elevar, previa opinión de UTE la propuesta a consideración del Poder Ejecutivo.

Artículo 5. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I

Metodología de cálculo de los cargos de Subtransmisión

1.- Componentes

Los Cargos de Red de Subtransmisión tienen dos componentes:

- La cuota parte de la Remuneración de Transmisión.
- La cuota parte del costo de las Instalaciones de Subtransmisión.

1.2.- Cuota parte del Costo de las Instalaciones de Transmisión asignadas a las demandas en los niveles de tensión de la Subtransmisión.

Por el uso de la transmisión se les asigna a los Usuarios de Distribución:

- La cuota parte de los costos de las redes de 500 kV, transformación 500/150 kVA y redes de 150 kV asociada a las demandas conectadas por debajo de los 150 Kv
- La totalidad de los costos correspondientes a la transformación 150/63-31,5 kVA

$$CMT^{DIST} = CM^{DIST}_{L500} + CM^{DIST}_{T500/150} + CM^{DIST}_{L150} + CM^{DIST}_{T150/63-31,5}$$

Los montos asignados a los Usuarios de Distribución por concepto de uso de la Red de Transmisión se calcularán teniendo en cuenta:

- Su segmentación por subetapas de la red y sus respectivos valores unitarios,
- La deducción correspondiente a los cargos cobrados a los consumidores conectados en 500 y 150 kV
- La corrección anual a la remuneración del transportista, según esta especificado en el punto 3.4 de la Metodología de Cálculo de los Cargos de Transmisión del Decreto 228/007 o sus modificatorios.

$$CM^{DIST}_{L500} = C_{L500} - Pu_{L500} \times \left(\sum_{Cons.500kV} PC + FPP_{T500/150} \times CT_{500} \times \sum_{Cons.150kV} PCp \right)$$

$$CM^{DIST}_{T500/150} = C_{T500/150} - Pu_{T500/150} \times CT_{500} \times \sum_{Cons.150kV} PCp$$

$$CM^{DIST}_{L150} = C_{L150} - Pu_{L150} \times \sum_{Cons.150kV} PCfp$$

$$CM^{DIST}_{T150/63-31,5} = C_{T150/63-31,5}$$

donde:

CMT^{DIST} :	costo mensual del uso de la transmisión por parte de los Usuarios de Distribución
CMT_i^{DIST} :	cuota parte del costo mensual del equipo i de transmisión a pagar por parte de los Usuarios de Distribución
Pu_i :	valores unitarios mensuales por unidad de potencia del equipo i de transmisión
PC_{ij}:	potencia contratada de los consumidores i en el tramo horario j
CT_{500}:	coeficiente de transferencia correspondiente al nivel de 500 kV
C_{L500}:	costo mensual correspondiente a las líneas de 500 kV.
$C_{T500/150}$:	costo mensual correspondiente a la transformación 500/150 kV.
C_{L150}:	costo mensual correspondiente a las líneas de 150 kV.
$C_{T150/63/31,5}$:	costo mensual correspondiente a la transformación 150/63/31,5 kV.
$FPP_{T500/150}$:	factor de expansión de pérdidas de potencia de transformación 500/150.

A partir de estos valores mensuales y teniendo en cuenta las correcciones definidas por el decreto 228/007 o sus modificatorios, se calcula el monto anual a pagar por los Usuarios de Distribución en el año t+1. A los efectos de dichos cálculos deberá tenerse en cuenta la participación que en los valores mensuales tiene la AVNR, los CAOyM e impuestos. El monto resultante de estos cálculos lo denominaremos Costo Anual de la Red Lejana (CARL), el mismo deberá mantener la proporcionalidad de los sumandos que lo componen.

A los usuarios de Subtransmisión se les asignará una cuota parte de los costos de las instalaciones de transmisión correspondientes a toda la Distribución, según los criterios de asignación aquí definidos y sus potencias correspondientes.

1.3.- Cuota parte del Costos de las Instalaciones de Subtransmisión asignadas a las demandas en los niveles de tensión de la Subtransmisión.

El Costo Anual Total Ajustado de la Subtransmisión del año t+1 ($CATASub_{t+1}$) se define como la resultante de:

- El Valor Anual de la Subtransmisión del año t (VASubt)
- La Revisión Anual por Otros Pagos que aportan a la remuneración de esta Red ($RAOP_t$)

La Revisión Anual por Otros Pagos ($RAOP_t$) está constituida por lo recaudado en el año t por conceptos de:

- Cargos por Expansión de Red de Subtransmisión (CERSub)
- Cargos de Conexión de Generadores por Instalaciones que integren la Red de Subtransmisión (CCGSub) considerada en el VASub.

Estas dos partidas debidamente actualizadas a fin del año t serán deducidas del VASubt y ajustarán en forma proporcional a los 3 sumandos que lo componen, según el punto anterior y las 2 subetapas definidas para la Subtransmisión.

$$CATASub_{t+1} = CATALSub_{t+1} + CATATSub_{t+1}$$

El Costo Anual Total Ajustado de las Líneas y Cables de Subtransmisión ($CATALSub_{t+1}$)-se recaudará mensualmente mediante los Peajes a los Clientes Libres y los Cargos Tarifarios a suscriptores conectados a la Subtransmisión y usuarios de Niveles de Tensión inferiores. El monto resultante de estos cálculos y la cuota parte correspondiente de la transformación 150/63-31,5 conformarán lo que denominaremos Costo Anual de la Red del Nivel de Tensión (CARNT).

El Costo Anual Total Ajustado de la Transformación de Subtransmisión-distribución ($CATATSub_{t+1}$) se recaudará mensualmente por cargos a cobrar a los usuarios de distribución conectados en niveles de tensión menores al de 31,5 kV.

2. Procedimiento de cálculo de los cargos aplicables a los usuarios conectados en 63-31,5 kV

Los Cargos de Subtransmisión aplicados a los consumidores conectados en 63-31,5 kV recuperan:

- La cuota parte de la Remuneración del Transportista asociada a las demandas en el nivel de Subtransmisión.
- La cuota parte de los costos anuales ajustados de la Red 63-31,5 Kv asociada a las demandas en el nivel de Subtransmisión.
- La cuota parte de los costos de red asociados a los Autoconsumos, Carenciados y Pérdidas no Técnicas, que se reparte proporcionalmente entre todos los Usuarios de Distribución. Este efecto se incorpora mediante la resta de las potencias coincidentes de Autoconsumos, Pérdidas no Técnicas y Carenciados a las potencias divisoras correspondientes ($Pcoin_{A\text{-}Pnt\text{-}C}$).

2.1 Criterios generales de asignación de costos

La potencia asociada a cada suministro se utiliza como variable proxi de la responsabilidad de cada cliente en los requerimientos de inversión. En esta metodología se considera la Potencia Contratada (Pc) por tramo horario para las instalaciones en las cuales su incidencia es más directa, y se aplica la participación en la Potencia Coincidente (Pcoin) del conjunto del sistema para las instalaciones en las cuales su incidencia se diluye en el conjunto del sistema.

Los usuarios conectados en el NT de 63-31,5 kV deberán contratar su potencia según tramo horario. Se adoptan los tres tramos horarios definidos en el Pliego Tarifario para el Cargo por Energía de Tarifas Triple Horario, y son de aplicación en todo el país y en todo el año.

A su vez, la contratación de potencia por tramo horario debe cumplir la siguiente condición:

$$Pcp \leq Pcll \leq Pcv$$

siendo:

Pcp: Cantidad de kW contratados en el tramo horario punta
Pcll: Cantidad de kW contratados en el tramo horario llano
Pcv: Cantidad de kW contratados en el tramo horario valle

La contratación de potencia por tramo horario permanecerá estable por el lapso de 12 meses a partir del momento de contratación o de su modificación, aplicándose lo dispuesto en el Reglamento de Distribución (Decreto 277/02 y sus modificatorios).

Existirá en todos los casos el cobro de un cargo por demanda de potencia superior a la contratada (cargo por potencia excedentaria). La contratación de potencia deberá regirse por una normativa comercial específica

La cuota parte del costo de las instalaciones que se integran a los Cargos de Subtransmisión, son agrupadas según el siguiente criterio:

Red Lejana (RL):

- Líneas y cables de 500 kV
- Transformación de 500/150 kV
- Líneas y cables de 150 kV.

Red del propio NT (RNT)

- Transformación 150/63-31,5 kV
- Líneas y cables de 63 y 31,5 kV.

Teniendo en cuenta que la conexión en 63 kV sólo es posible en una zona limitada del país y el criterio de tarifa única para todo el territorio nacional, los Cargos de Subtransmisión no diferencian entre usuarios conectados al nivel de tensión de 63 kV y al NT de 31,5 kV, remunerando el costo de ambos sistemas como si fuera un único nivel.

2.2. Asignación de la Red Lejana

Para la RL se define que la responsabilidad en los costos de los usuarios conectados en 63-31,5 kV será función de su Pc según el tramo horario que corresponda. La incidencia en los costos de los usuarios conectados en niveles de tensión inferiores será función de su Pcoin con la punta del sistema.

El costo anual de la Red Lejana (CARL) se segmenta a su vez, en dos grupos según la responsabilidad en los requerimientos de inversión sobre esta red que presenta cada tramo horario. A estos efectos se realiza un estudio de Cargas Criticas, que permite obtener el coeficiente Gamma (Y), y su correspondiente (1 - Y), que pondera la responsabilidad del llano y de la punta respectivamente en los requerimientos de inversión de la RL (no se identificaron requerimientos de inversión en el valle, con este criterio).

$$PuA_{RLll} = \frac{CARL \times \gamma}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcll + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

$$PuA_{RLp} = \frac{CARL \times (1-\gamma)}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcp + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

siendo:

$PuA_{RL\ ll}$: Precio unitario anual de la Red Lejana en Llano

$PuA_{RL\ p}$: Precio unitario anual de la Red Lejana en Punta

2.3 Asignación de la Red de propio NT

Para la RNT se define que la responsabilidad en los costos de los usuarios conectados en 63-31,5 kV será función de su Potencia Máxima (representada por la Pcv). La incidencia en los costos de los usuarios conectados en niveles de tensión inferiores será en función de su Pcoin con la punta del sistema.

Se define un coeficiente a que representa la proporción de la red del propio NT en la cual tienen mayor incidencia para su dimensionamiento los usuarios conectados en dicho NT, esta cuotaparte será denominada Red Próxima (RP) y el complemento Red Cercana (RC). La proporción a se asigna al tramo horario valle (tramo horario en el cual se exige la máxima potencia contratada), y el resto se asigna a los tramos horarios -llano y punta, según sus respectivas Pc. Para el cálculo se consideran por ejemplo: radiales exclusivos, entradas y salidas de estaciones asociadas a consumidores individuales.

$$PuA_{RP} = \frac{CARNT \times \alpha}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv}$$

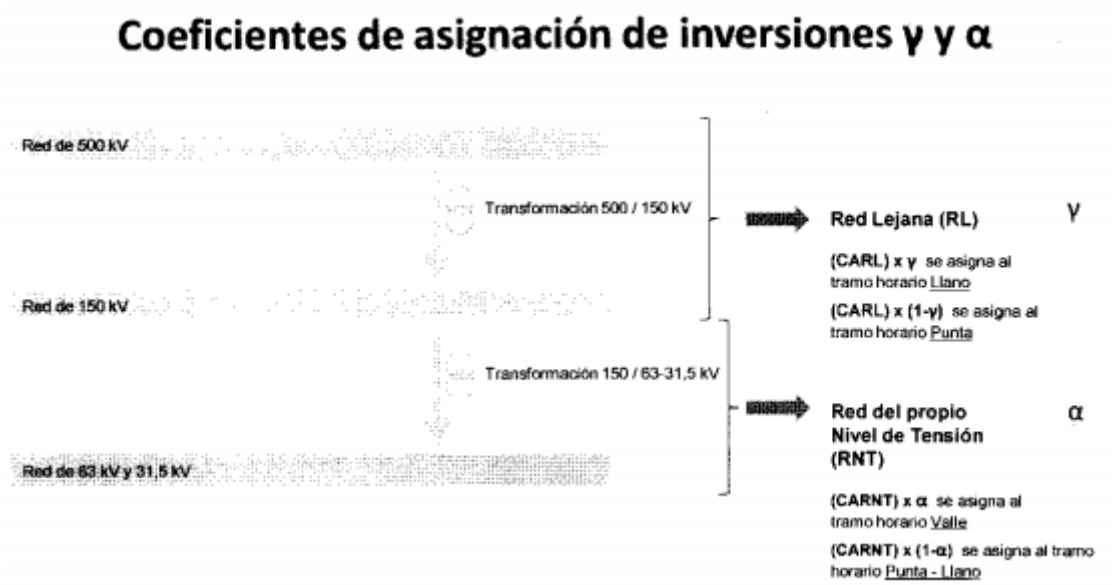
$$PuA_{RC} = \frac{CARNT \times (1-\alpha)}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

siendo:

PuA_{RP} : Precio unitario anual de la Red Próxima

PuA_{RC} : Precio unitario anual de la Red Cercana

Cuadro: Esquema de asignación de costos de la Red Lejana y la Red del Propio NT



2.4. Cargos mensuales aplicables a los Clientes Libres conectados en 63-31,5 kV.

Los Clientes Libres conectados en 63-31,5 kV pagarán por el uso de las Redes de Subtransmisión (incluyendo el uso de la Red de Transmisión) un monto que resulta de la suma de:

- El producto del Cargo por Potencia contratada en Punta (Cargo Pcp) y la Pcp
- El producto del Cargo por Potencia contratada en Llano (Cargo Pcll) y la Pcll
- El producto del Cargo por Potencia contratada en Valle (Cargo Pcv) y la Pcv

Para la definición de los cargos mensuales, se requiere la mensualización de los costos anuales (CARL y CARNT). Los distintos ítems que los componen deben mensualizarse de manera diferente:

- El valor mensual de las Anualidades de los VNR se obtiene a partir de un factor de mensualización que permite que el flujo de dichas mensualidades actualizadas a la tasas de retorno reguladas al fin del periodo t, sean igual a los valores de dichas anualidades.
- Para el resto del CARL y CARNT, se considerara la doceava parte del monto anual como mensualidad.

Quedan definidos así:

$$PuM_{RLll} = \frac{CMRL \times \gamma}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcll + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

$$PuM_{RLp} = \frac{CMRL \times (1-\gamma)}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcp + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

$$PuM_{RP} = \frac{CMRNT \times \alpha}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv}$$

$$PuM_{RC} = \frac{CMRNT \times (1-\alpha)}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv + Pcoin^{63-31,5kV}_{Clientes\ Aguas\ Abajo} - Pcoin^{63-31,5kV}_{A-PnT-C}}$$

Siendo:

$PuM_{RL\,ll}$: Precio unitario mensual de la Red Lejana en Llano

$PuM_{RL\,p}$: Precio unitario mensual de la Red Lejana en Punta

PuM_{RP}: Precio unitario mensual de la Red Próxima

PuM_{RC}: Precio unitario mensual de la Red Cercana

Los cargos mensuales surgen a partir de las siguientes fórmulas:

$$Cargo\ Pcp = PuM_{RLp} + PuM_{RC} \times \frac{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcp + \sum_{Dem63-31,5kV} Pcll}$$

$$Cargo\ Pcll = PuM_{RLll} + PuM_{RC} \times \frac{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcv}{\sum_{Dem63-31,5kV} Pcp + \sum_{Dem63-31,5kV} Pcll}$$

$$Cargo\ Pcv = PuM_{RP}$$

siendo:

Cargo Pcp: Cargo por potencia contratada en punta

Cargo Pcll: Cargo por potencia contratada en llano

Cargo Pcv: Cargo por potencia contratada en valle

2.5.- Tasa de Conexión y Cargo Fijo mensual aplicable a los usuarios conectados en 63-31,5 kV:

A los Usuarios de Subtransmisión que opten por ser Clientes Libres se les aplicará la misma Tasa de Conexión que a los Suscriptores, exceptuándose los costos del sistema de medición, de acuerdo a lo establecido en el artículo 68 del Decreto 277/002 RD. La misma contemplará el costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la Instalación de Enlace, incluyendo el equipo de protección y desconexión de las instalaciones interiores necesario para protección de la conexión y para limitación de la Potencia Contratada. Asimismo, deberán cumplir con los requisitos y demás disposiciones del Reglamento del SMEC.

En concordancia con lo planteado en el artículo 62 del RD, el Cargo Fijo que pagarán los Clientes Libres incluirá los costos comerciales de los procesos de emisión, distribución y cobranza de facturas, el costo de una atención comercial básica así como el costo de reposición, mantenimiento y operación de la Conexión.

El Cargo Fijo de los Clientes Regulados incluirá el costo del ciclo comercial completo (que incluye la lectura), el costo de reposición, mantenimiento y operación de la Conexión y también del equipamiento de medida.

ANEXO II

Cargo por potencia contratada en el Período de Punta:	165.88 $/kW
Cargo por potencia contratada en el Período de Llano:	97.93 $/kW
Cargo por potencia contratada en el Período de Valle:	19.99 $/kW
Cargo fijo:	2678.12 $-mes

Se debe cumplir que $Pcp \leq Pcll \leq Pcv$.

donde:

Pcp: Cantidad de kW contratados en el Período Punta

Pcll: Cantidad de kW contratados en el Período Llano

Pcv: Cantidad de kW contratados en el Período Valle

- Período Punta: de 18 a 22 hs, todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs durante ese período del año
- Período Valle: de 0 a 7 hs todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 1 a 8 hs.
- Período Llano: resto de las horas en cada período del año

Recargo por Potencia Excedentaria:

Se entiende por Potencia Excedentaria la máxima potencia demandada en horas Punta, Valle y Llano que exceda la potencia contratada.

El recargo por Potencia Excedentaria será igual a:

a) 200% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia contratada.

b) 400% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

Decreto N° 158/012- Promueve celebración de contratos de compraventa de energía entre UTE y consumidores industriales relativos a la generación eléctrica de fuente eólica.

De 17 de mayo de 2012, publicado en D.O. el 28 de mayo de 2012.- Celebración de contratos de compraventa de energía entre UTE y consumidores industriales relativo a la energía eólica.

VISTO: La conveniencia de desarrollar políticas que permitan el desarrollo de nuevas formas de abastecimiento energético en el sector industrial;

RESULTANDO: I) Que la Política Energética al 2030, transformada en Política de Estado a partir de los acuerdos multipartidarios alcanzados en el año 2010, define las estrategias y los mecanismos para hacer frente a la demanda energética que conlleva el crecimiento económico e industrial del país, los cuales se encuentran fuertemente basados en la incorporación de energías renovables y la eficiencia energética;

II) Que en esos acuerdos se explicita la necesidad de impulsar medidas de eficiencia energética en el sector industrial, generando los mecanismos financieros para la incorporación y recambio de equipamiento;

III) Que el país se encuentra desarrollando conocimiento de la disponibilidad del recurso eólico así como de los aspectos técnicos, económicos y sociales asociados a su aprovechamiento;

IV) Que la generación eólica a escala industrial constituye una práctica de eficiencia energética de acuerdo a las definiciones que establece el artículo 2 de la Ley N° 18.597 de 21 de setiembre de 2009 referente al "Uso Eficiente de la Energía en el Territorio Nacional";

V) Que al amparo de los Decretos 389/005 del 7 de octubre de 2005, 77/006 del 13 de marzo de 2006, 397/007 del 26 de octubre de 2007, 296/08 del 18 de junio de 2008, 299/008 del 20 de junio de 2008, 403/009 del 24 de agosto de 2009, 41/010 del 1° de febrero de 2010, 159/011 del 6 de mayo de 2011 y el 424/011 del 6 de diciembre de 2011 se realizaron procedimientos competitivos para la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales;

VI) Que los mencionados procedimientos competitivos han evolucionado, en el caso de energía eólica, hacia contrataciones de centrales de generación ubicadas en el rango de 30 a 50 kW de potencia instalada;

VII) Que al amparo del Decreto 173/010 se habilitó la microgeneración a partir de fuentes renovables, estableciéndose en 150 kW la potencia máxima instalada para esta modalidad de contratación;

VIII) Que la generación eólica contribuye a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, aspecto que ha habilitado procedimientos compensatorios como los contemplados en el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto;

CONSIDERANDO: I) Que resulta conveniente avanzar en la reglamentación existente para la generación eólica conectada a la red eléctrica;

II) Que la actividad de generación resulta compatible con el aprovechamiento industrial para autoconsumo;

III) Que la autogeneración a partir de fuentes renovables no convencionales a nivel industrial contribuye a la reducción de la huella de carbono de los productos manufacturados en dichos establecimientos;

IV) Que la promoción de generación de origen eólico contribuye a la diversificación de la matriz energética y el aprovechamiento de recursos autóctonos;

V) Que se encuentra operativo el "Fideicomiso de Eficiencia Energética" administrado por la Corporación Nacional para el Desarrollo, como fondo de garantías creado para alentar a las empresas y otros usuarios de energía, para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética;

VI) Que se considera oportuno propiciar la inversión en el sector industrial que impulse el desarrollo tecnológico y la mejora en la productividad;

VII) Que el Decreto 86/012 de 22 de marzo de 2012 aprobó el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE), y las instalaciones desarrolladas en este contexto podrían quedar comprendidos en el artículo 16 de Ley N° 18.597, para la obtención de certificados de eficiencia energética;

VIII) Que está prevista la realización de contrataciones según lo dispuesto en el literal t) del numeral 3° del artículo 33 del Texto de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el artículo 26 de la ley 18.046 del 24 de octubre de 2006;

IX) Que la generación eléctrica a partir del recurso eólico contribuye al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales necesarios para su montaje;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto Ley N° 14.694 del 1° de setiembre de 1977, el Decreto Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997, el artículo 403 de la Ley N° 18.719, de 27 de diciembre de 2010, y lo informado por la Dirección Nacional de Energía;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1. Promuévase la celebración de contratos de compraventa de energía entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica.

Artículo 2. A los efectos del presente decreto se reconocen tres modalidades posibles para la contratación:

I) La actividad de generación se instala en el propio predio del emprendimiento industrial (generación en el propio predio);

II) La actividad de generación es desarrollada en un emprendimiento fuera del predio en que se desarrolla la actividad industrial (generación fuera de predio);

III) La actividad de generación es desarrollada por un conjunto de consumidores industriales (generación en asociación).

Artículo 3. (GENERACION EN EL PROPIO PREDIO). La actividad de los Consumidores Industriales que instalen la generación eólica dentro del predio de su emprendimiento industrial se regirá en lo no regulado por este decreto por las normas correspondientes a la actividad de los Autoproductores.

Los contratos se suscribirán sobre las siguientes estipulaciones:

I. UTE comprará al Consumidor Industrial toda la energía que sea entregada a su red en el nodo respectivo en régimen de exclusividad.

II. UTE venderá al Consumidor Industrial la energía necesaria para respaldar la actividad que desarrolla. El Consumidor Industrial quedará obligado a adquirir dicha energía exclusivamente a UTE.

Nota: Numeral II modificado por el art. 2º del Decreto Nº 433/012

III. PRECIO DE LA ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA: El precio a pagar por la energía entregada al sistema en cada contrato será igual al precio más bajo de las ofertas que hayan resultado adjudicadas en el último procedimiento competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE previamente a la celebración del contrato.

El Pliego de condiciones del llamado que aprobará UTE establecerá los respectivos porcentajes adicionales que se agregarán al precio, por concepto de reducción de pérdidas en el SIN.

La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.

IV. PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA. El Poder Ejecutivo previa consulta con la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) determinará los valores de energía y potencia que este tipo de Consumidor Industrial deberá pagar a UTE por concepto de remuneración de redes, potencia puesta a disposición y energía consumida en un plazo de 30 días contados a partir de la fecha de publicación del presente decreto.

La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.

V. PLAZO. El plazo de contratación será a opción de cada proveedor, de hasta 20 años, computados a partir de lo que ocurra último entre la entrada en servicio de la Central Generadora o la obtención de la calidad de Participante en el Mercado Eléctrico.

Adicionalmente, al momento de suscribir el contrato con UTE el interesado deberá optar por una de las siguientes alternativas:

ALTERNATIVA A)

VI. POTENCIA MAXIMA A INSTALAR. La potencia máxima a instalar será tal que la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional en el nodo de conexión a la red de la planta generadora no supere la energía consumida desde la red en el nodo de conexión de la planta industrial a lo largo de un año.

Los eventuales excedentes se comprarán hasta un 30% al mismo precio que el establecido contractualmente a partir de la aplicación del numeral III del presente artículo, y por encima de esta cantidad a un 80% de dicho precio.

La central generadora correspondiente tendrá un puesto de medida independiente del puesto de medida del consumidor.

Sin perjuicio de lo anterior, los parques podrán tener entre 150 kW y 60 MW.

VII. PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA. El precio a abonar por la energía y potencia demandada al sistema será el mismo que se encuentren abonando el Consumidor Industrial de acuerdo al Pliego Tarifario que estuviere vigente.

VIII. CONSUMIDOR INDUSTRIAL. Esta alternativa no modifica la calidad de suscriptor que posee el Consumidor Industrial por su emprendimiento industrial.

IX. POTENCIA MAXIMA. La potencia máxima a instalar se ubicará entre 150 kW y 60 MW.

X. PLAZO: El plazo de contratación será a opción de cada proveedor, de hasta 20 años, computados a partir lo que ocurra último entre la entrada en servicio de la Central Generadora o la obtención de la calidad de Participante en el Mercado Eléctrico.

Artículo 4. A los efectos de este decreto se entiende que la generación eléctrica de fuente eólica se encuentra dentro del predio del Consumidor Industrial, cuando la totalidad de las instalaciones de generación y de consumo se encuentran en un mismo padrón o varios padrones contiguos de propiedad del Consumidor Industrial, o cuya tenencia provenga de un arrendamiento o cualquier título que le habilite su explotación, y siempre que además exista un único punto de conexión con la red de UTE para la entrega y la toma de energía.

Artículo 5. (GENERACION FUERA DE PREDIO). Aquellos Consumidores Industriales que instalen la generación eólica fuera del predio de su emprendimiento industrial serán considerados como generadores por dicha generación.

Los contratos se suscribirán sobre las siguientes estipulaciones:

I. UTE comprará al Consumidor Industrial toda la energía que sea entregada a su red en el nodo respectivo en régimen de exclusividad.

II. UTE venderá al Consumidor Industrial la energía necesaria para respaldar la actividad que desarrolla. El Consumidor Industrial quedará obligado a adquirir dicha energía exclusivamente a UTE.

Nota: Numeral II modificado por el art. 2º del Decreto Nº 433/012

III. PRECIO DE LA ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA. Para los Consumidores Industriales comprendidos en esta modalidad el precio a pagar por la energía entregada al sistema en cada contrato será igual al precio más bajo de las ofertas que hayan resultado adjudicadas en el último procedimiento competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE previamente a la celebración del contrato.

ALTERNATIVA B)

IV. POTENCIA MAXIMA A INSTALAR. La Potencia máxima a instalar en el Parque Eólico mantendrá correspondencia con la Potencia que el Consumidor Industrial declare necesaria para el desarrollo de su actividad industrial. El suministro de esta última Potencia deberá ser contratada con UTE por el mismo plazo que el establecido en el numeral IV del presente artículo.

Sin perjuicio de lo anterior, los parques podrán tener entre 150 kW y 60 MW.

V. PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA. El precio a abonar por la energía será definido por el Poder Ejecutivo, previa consulta con URSEA, teniendo en cuenta el costo de la energía, la remuneración de redes y la potencia firme en un plazo de 30 días contados a partir de la fecha de publicación del presente decreto.

VI. CONSUMIDOR INDUSTRIAL. Los Consumidores Industriales que instalen la generación eólica optando por la Alternativa B) en lo referente a su consumo se regirán por lo se establece en este Decreto, y en lo no regulado por éste se aplicarán las normas correspondientes a la actividad de los Grandes Consumidores.

Artículo 6. (GENERACION EN ASOCIACION). Los Consumidores Industriales podrán asociarse para la instalación de un emprendimiento de generación de energía eléctrica que utilice como fuente primaria la energía eólica y la celebración del contrato promovido por el artículo 1.

I. PRECIO DE LA ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA. Para los Consumidores Industriales comprendidos en esta modalidad el precio a pagar por la energía entregada al sistema en cada contrato será igual al precio más bajo de las ofertas que hayan resultado adjudicadas en el último procedimiento competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE previamente a la celebración del contrato.

   La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.

II. La potencia máxima a instalar será tal que la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional en el nodo de conexión a la red no supere la energía consumida desde la red en los nodos de conexión a lo largo de un año. Los eventuales excedentes se comprarán hasta un 30% al mismo precio que el establecido contractualmente a partir de la aplicación del numeral I del presente artículo, y por encima de esta cantidad a un 80% de dicho precio. La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio. Sin perjuicio de lo anterior, los parques podrán tener entre 150 kW y 60 MW.”POTENCIA MAXIMA A INSTALAR. La potencia máxima a instalar será tal que la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional en el nodo de conexión a la red no supere la energía consumida desde la red en el nodo de conexión a lo largo de un año. Los eventuales excedentes se comprarán hasta un 30% al mismo precio que el establecido contractualmente a partir de la aplicación del numeral I del presente artículo, y por encima de esta cantidad a un 80% de dicho precio. La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.

   Sin perjuicio de lo anterior, los parques podrán tener entre 150 kW y 60 MW.

   Nota: Numeral II modificado por el art. 10º del Decreto Nº 433/012

III. PRECIO DE LA ENERGÍA DEMANDADA AL SISTEMA. El precio a abonar por la energía y potencia demandada al sistema será el mismo que se encuentren abonando los Consumidores Industriales de acuerdo al Pliego Tarifario que estuviere vigente.

   A los efectos del presente artículo se entenderá por energía consumida el total de los consumos asociados.

IV. PLAZO. El plazo de contratación será a opción de cada proveedor, de hasta 20 años, computados a partir de lo que ocurra último entre la entrada en servicio de la Central Generadora o la obtención de la calidad de Participante en el Mercado Eléctrico.

Artículo 7. Las disposiciones de este decreto se podrán aplicar solamente a los suministros en Alta Tensión cuyos titulares hayan contratado con anterioridad a la aprobación de los Decretos 276/002, 277/002 y 360/002 y a suministros en Media Tensión.

Artículo 8. Las centrales de generación vinculadas a contratos suscritos en este marco deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa de ordenamiento territorial y ambiental incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento al final de su vida útil.

Artículo 9. El Consumidor Industrial beneficiario de este régimen deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión y las ampliaciones que fueran requeridas en la Red de Interconexión. Si la nueva generación se conectara a Instalaciones de Trasmisión, UTE determinará el alcance de los costos a asumir por el solicitante, confiriéndole previa vista. Tratándose de una conexión a la red de Media Tensión, será aplicable el Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión, aprobado por Resolución de URSEA N° 262/2011, de 7 de setiembre de 2011.

Artículo 10. Los insumos nacionales que integren la inversión necesaria para la construcción de la central generadora (sin incluir la operación y el mantenimiento) deberán alcanzar, como mínimo el 20% (veinte por ciento) del monto total de la inversión. No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de tierras para el establecimiento de la central generadora.

El componente nacional de la inversión surgirá de la documentación correspondiente emitida por la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU).

Ésta aplicará los criterios que establezca el MIEM.

Artículo 11. Los beneficios fiscales previstos en la Ley N° 16.906 del 7 de enero de 1998 y disposiciones reglamentarias (Decretos 02/012 de 9 de enero de 2012 y 354/009 de 3 de agosto de 2009), sólo se aplicarán cuando se instalen aerogeneradores nuevos sin uso.

Artículo 12. Los costos asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 13. La solicitud de incorporación en el régimen establecido en los artículos anteriores solo podrá realizarse hasta cumplidos dos años desde la fecha de publicación de este decreto o hasta que se complete una potencia contratada total de 200 MW.

Artículo 14. Exhórtase a UTE a celebrar los contratos promovidos en los artículos anteriores, así como a consultar al MIEM si propuestas provenientes de otras ramas de actividad se encuentran amparadas por el presente decreto.

Artículo 15. Comuníquese, publíquese, etc.

Nota: Ver Decreto Nº 433/012

Decreto N° 433/012- Normas relativas a Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica a partir de fuente primaria eólica.

De 28 de diciembre de 2012, publicado en D.O. el 9 de enero de 2013.- Díctanse normas relativas a los Consumidores Industriales, que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica.

VISTO: El Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, que promueve la celebración de contratos de compraventa de energía entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica;

RESULTANDO: I) Que el numeral IV del Artículo 3 encomienda al Poder Ejecutivo, previa consulta con la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA), determinar los valores de energía y potencia que el Consumidor Industrial que instale generación eólica dentro del predio de su emprendimiento industrial deberá pagar a UTE;

II) Que el numeral VI del artículo 5 encomienda al Poder Ejecutivo, previa consulta con la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA), determinar los valores de energía y potencia que el Consumidor Industrial que instale generación eólica fuera del predio de su emprendimiento industrial y opte por la Alternativa B deberá pagar a UTE;

CONSIDERANDO: I) Que, en consulta con la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, la Dirección Nacional de Energía ha propuesto una metodología para la determinación de los valores de energía y potencia referidos en los Resultandos I y II, correspondiendo proceder a su aprobación;

II) Que asimismo se han identificado aspectos a precisar dentro de las disposiciones del referido decreto;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto-Ley No. 14.694 del 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 del 17 de junio de 1997, el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, y lo informado por la Dirección Nacional de Energía;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º. A los efectos del Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 se entiende como Consumidor Industrial al consumidor comprendido en la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV.

ARTÍCULO 2º. Sustitúyense los numerales II de los Artículos 3 y 5 del Decreto No. 158/012 por el siguiente:

> "II. UTE venderá al Consumidor Industrial la energía necesaria para respaldar la actividad que desarrolla. El Consumidor Industrial quedará obligado a adquirir dicha energía exclusivamente a UTE."

ARTÍCULO 3º. Determínase en el Anexo I del presente decreto la metodología de cálculo del precio de la energía demandada al sistema a los efectos de lo dispuesto en el numeral IV del Artículo 3 y el numeral VI del Artículo 5 del Decreto No. 158/012.

ARTÍCULO 4º. Determínase en el Anexo II del presente decreto el valor del precio de la energía demandada al sistema a los efectos de lo dispuesto en el numeral IV del Artículo 3 y el numeral VI del Artículo 5 del Decreto No. 158/012. Este precio entrará en vigencia desde la publicación de este decreto en el Diario Oficial.

ARTÍCULO 5º. El precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial deberá pagar a UTE será calculado por la Dirección Nacional de Energía, en base al procedimiento de cálculo estipulado en el Anexo I del presente decreto y elevado al Poder Ejecutivo para su aprobación.

ARTÍCULO 6º. El precio de la energía demandada al sistema se ajustará en cada oportunidad de ajuste del pliego tarifario de UTE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo precedente.

ARTÍCULO 7º. La energía entregada al sistema bajo el régimen del Decreto No. 158/012 quedará sujeta a lo dispuesto en las Resoluciones de UTE Nº R11.-1080 y Nº R12.-86.

ARTÍCULO 8º. A los efectos de la aplicación de la alternativa B) del Artículo 5 (Generación fuera del predio) del Decreto No. 158/012, la potencia a instalar por el Consumidor Industrial no deberá superar la potencia contratada con UTE para el desarrollo de su actividad industrial, dividida el factor de planta declarado.

Luego del primer año de operación, se verificará el factor de planta resultante de la operación de la instalación de generación; en caso de que el mismo sea un 10% mayor al declarado, el Consumidor Industrial deberá ajustar la potencia contratada y UTE realizará las reliquidaciones correspondientes.

ARTÍCULO 9º. Los excedentes de los Consumidores Industriales comprendidos en el Artículo 3 del Decreto No. 158/012, que superen en un 30% el límite establecido en el literal b) del Artículo 55 del Reglamento del Mercado Mayorista Eléctrico aprobado por el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002, se abonarán al 80% del precio establecido para la energía entregada al sistema.

ARTÍCULO 10º. Sustitúyese el Numeral II del Artículo 6 del Decreto No. 158/012 por el siguiente:

"II. La potencia máxima a instalar será tal que la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional en el nodo de conexión a la red no supere la energía consumida desde la red en los nodos de conexión a lo largo de un año. Los eventuales excedentes se comprarán hasta un 30% al mismo precio que el establecido contractualmente a partir de la aplicación del numeral I del presente artículo, y por encima de esta cantidad a un 80% de dicho precio. La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio. Sin perjuicio de lo anterior, los parques podrán tener entre 150 kW y 60 MW."

ARTÍCULO 11º. A los efectos del Artículo 6 del Decreto No. 158/012, la asociación deberá constituirse bajo la modalidad de una sociedad de hecho.

Cualquier modificación en la integración de la misma deberá notificarse a UTE, quedando ésta habilitada a realizar las modificaciones de contrato que resulten pertinentes. Si las modificaciones en la integración de la sociedad de hecho desvirtuaran las finalidades, propósitos o beneficiarios del régimen de promoción de generación de energía eólica en la industria establecido por el Decreto No. 158/012, UTE podrá proceder a la rescisión del contrato.

ARTÍCULO 12º. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I

Metodología de cálculo del precio de la energía demandada al sistema

El precio de la energía demandada al sistema se compone de los siguientes cargos unitarios:

CARGO POR ENERGÍA = CAD MEDIO x FP DEL NIVEL DE TENSIÓN CORRESPONDIENTE

CAD MEDIO = costo de abastecimiento medio de la demanda, estimado por UTE en un escenario de hidraulicidad media, para la determinación de los precios del pliego tarifario vigente en el período de vigencia del presente precio.

FP = factor de pérdidas técnicas estimado por UTE, para cada nivel de tensión, para la determinación de los precios del pliego tarifario vigente en el período de vigencia del presente precio.

Los valores de potencia que conforman el presente precio se establecen en base a la potencia contratada del Consumidor Industrial a UTE.

CARGO POR POTENCIA = precio de la potencia del pliego tarifario vigente, del nivel de tensión correspondiente de la categoría tarifaria Grandes Consumidores, en el período de vigencia del presente precio.

CARGO DE TRANSICIÓN UNITARIO: se calcula de manera que el monto de la factura resultante de aplicar los precios establecidos en este decreto, sea igual, en condiciones promedio, al que resulta de aplicar la tarifa correspondiente de la categoría Grandes Consumidores en el nivel de tensión correspondiente. A tales efectos, UTE informará cada año, según lo requerido por la DNE, los consumos de energía y potencia, en régimen mensual, correspondientes a un año de los consumidores incluidos en la mencionada categoría tarifaria.

El mínimo valor que puede asumir el CARGO DE TRANSICIÓN UNITARIO es cero.

CARGO FIJO MENSUAL = cargo fijo mensual del pliego tarifario vigente, del nivel de tensión correspondiente de la categoría tarifaria Grandes Consumidores, en el período de vigencia del presente precio.

RECARGO POR POTENCIA EXCEDENTARIA: se aplicará el recargo por potencia excedentaria según lo que se establezca en el pliego tarifario de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que se encuentre vigente.

Nota: Esta última definición fue incorporada por el art. 1° del Decreto N° 171/019, de 17/6/019, publicado en DO el 25/6/019, en sustitución de la definición anterior de Cargo por Potencia Excedentaria.

ANEXO II

Valor del precio de la energía demandada al sistema a partir de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial

Consumidor Industrial conectado en	6,4-15-22 kV	31,5 kV	63 kV	150 kV
Cargo por Energía ($ / kWh)	2,124	2,071	2,071	2,046
Cargo por Potencia ($ / kW máximo mensual contratado en horas Punta y Llano)	190,0	119,40	51,50	36,40
Cargo de Transición Unitario ($ / kW)	29,9	24,4	11,3	0,02
Cargo Fijo mensual ($ / mes)	8.507	8.507	8.507	8.507

A los precios indicados en el presente Anexo se les deberá adicionar el IVA correspondiente.

Decreto N° 63/013- Modificaciones al decreto reglamentario de la Ley orgánica de la UTE

De 22 de febrero de 2013, publicado en D.O. el 4 de marzo de 2013.- Sustitúyense disposiciones del Decreto No. 469/980, reglamentario del Decreto Ley No. 15.031, relativo al funcionamiento del Directorio de UTE.

VISTO:

La necesidad de adecuar disposiciones del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980.

RESULTANDO: Que algunas de sus disposiciones, redactadas hace treinta años, presentan algunos desajustes técnicos y normativos que ha devenido imprescindible adecuarlas a las actuales circunstancias.

CONSIDERANDO: I) Que resulta necesario efectuar tal adaptación, teniendo en cuenta las normas constitucionales y legales vigentes, así como criterios de razonabilidad administrativa, para el correcto funcionamiento del Directorio de dicha Administración, en la actual situación.

II) Que, asimismo es indispensable adecuar las normas del citado Decreto a las pautas de “buena administración” y razonable flexibilidad en el manejo de los recursos, consagradas en recientes normas legales.

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto en el Artículo 168 numeral 4 de la Constitución Vigente de la República y en el Decreto Ley No. 15.031 de 4 de julio de 1980.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Sustitúyense los Artículos 2º, 3º y 4º del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980, por los siguientes:

“Artículo 2º.- Para el cumplimiento de lo antes expresado, corresponde al Directorio:

a) Proyectar, de acuerdo a las políticas sectoriales que conduce el Poder Ejecutivo, los lineamientos generales de política, y las metas y objetivos para la Institución;

b) Dictar los Reglamentos conducentes al eficaz cumplimiento de los cometidos a cargo del Ente;

c) Proyectar las normas relativas al Estatuto de los Funcionarios del Ente, y someterlas a la aprobación del Poder Ejecutivo;

d) Establecer las normas generales de la administración del personal del Ente y fijar las remuneraciones del mismo de acuerdo con las normas vigentes y con las directivas generales que establezca el Poder Ejecutivo;

e) Designar o contratar a todos los funcionarios y demás personas que han de prestar servicios al Organismo. El cargo Gerente de División y los superiores en la actual estructura, y sus equivalentes en otras, se cubrirán mediante el mecanismo de encomendación de funciones.

   Para encomendar las funciones del cargo Gerente General se requerirá mayoría absoluta del Directorio, no siendo de aplicación lo dispuesto en la frase final del Art. 13º de este Decreto;

f) Decretar el cese de los funcionarios y demás personas que presten servicios al Organismo, requiriéndose para destitución o pase a disponibilidad de los funcionarios, mayoría de cuatro votos conformes del Directorio, no siendo de aplicación lo dispuesto en la frase final del Art. 13º de este Decreto;

g) Aprobar el balance anual y los correspondientes estados de ejecución presupuestal;

h) Elaborar el presupuesto anual de acuerdo con disposiciones vigentes y someterlo a la aprobación del Poder Ejecutivo;

i) Propiciar ante el Poder Ejecutivo la emisión de deuda pública con destino al financiamiento de obras del organismo, de acuerdo con las disposiciones Vigentes;

j) Suscribir convenios internacionales de acuerdo con lo que, al respecto, determina el Art. 185º de la Constitución Vigente de la República y la reglamentación del Poder Ejecutivo, sin perjuicio de las facultades que correspondan al Poder Legislativo;

k) Nombrar apoderado o representante para todas aquellas gestiones en que no fuera posible o conveniente la intervención directa del Directorio;

l) Adquirir, enajenar, gravar y disponer de cualquier otra manera de cualesquiera bienes, muebles o inmuebles, corporales o incorporales, así como de toda clase de derechos, para el cumplimiento de los cometidos a cargo de la Administración, y con sujeción a las disposiciones vigentes, realizando por sí o a través del Presidente, del Gerente General o de otros funcionarios en los cuales hiciera delegación, todos los actos y contratos conducentes a estos fines;

m) Celebrar todo tipo de contratos, cumpliendo con las normas legales y reglamentarias que rigen la contratación administrativa;

n) Delegar en el Presidente y en los jerarcas subordinados las atribuciones que estime conveniente para un más eficaz funcionamiento del servicio, salvo aquellas que sean indelegables de acuerdo con la Constitución y la Ley.

Artículo 3º. El Directorio fijará, para cada período, el régimen de sesiones ordinarias. Sin perjuicio de ello el Directorio podrá reunirse extraordinariamente cuando lo convoque el Presidente, por su propia iniciativa o a solicitud de dos de sus miembros.

Artículo 4º. Habiendo quórum para sesionar, el Presidente declarará abierta la sesión. Someterá a aprobación el acta o actas anteriores correlativas si las hubiere. Luego de sometidas las actas a aprobación, se dará cuenta de los asuntos entrados. Acto continuo los Directores podrán hacer las solicitudes, reclamos o indicaciones que estimen convenientes. Los directores podrán solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día, o pasarlos a una Comisión, o remitirlos a informe de la repartición correspondiente, estándose a lo que el Directorio resuelva."

Artículo 2º. Sustitúyese el Artículo 13 del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980, por el siguiente:

> "Artículo 13º.- Para toda votación es necesaria la asistencia personal de los Directores. Las resoluciones se tomarán por simple mayoría de votos, excepto en los casos en que alguna norma expresa requiera mayoría especial. Si se produjera empate, el asunto será tratado en la próxima sesión y si éste subsistiera, el voto del Presidente se computará doble."

Artículo 3º. Sustitúyese el literal g) del Artículo 17º del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980, por el siguiente: "g) Firmar con el Gerente General y el Gerente de la División Económica - Financiera o quien ocupe el cargo de similar función en caso de cambio de denominación, el balance anual de la institución."

Artículo 4º. Sustitúyese el Artículo 21º del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980, por el siguiente:

> "Artículo 21º.- El Gerente General es un cargo permanente del organismo al que corresponde coordinar el funcionamiento de la Institución de acuerdo a las directivas, tareas y responsabilidades que se determinen por el Directorio o el Presidente."

Artículo 5º. Derógase el Artículo 22º del Decreto No. 469/980 de 3 de setiembre de 1980.

Artículo 6º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 105/013- Modificaciones al RMMEE

De 2 de abril de 2013, publicado en D.O. el 10 de abril de 2013.-Sustitúyese el Art. 177 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002, y derógase el Art. 136 del Reglamento citado.

VISTO: La necesidad de actualizar los costos de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado;

RESULTANDO: I) Que la composición del parque generador de Uruguay presenta un componente hidroeléctrico significativo y altamente dependiente del régimen de lluvias por lo que el manejo de las reservas debe realizarse de forma de minimizar la probabilidad de que se registre restricción en el consumo;

II) Que la evolución de los precios de los combustibles destinados para la generación térmica determina que algunas de las centrales térmicas del sistema registren costos variables del orden o superiores al primer escalón de falla previsto en el Decreto No. 121/007 de 30 de marzo de 2007;

III) Que es posible que en determinadas situaciones se requiera importar energía a valores que pueden superar los valores de los primeros escalones de falla vigentes;

IV) Que la operación de corto plazo y la optimización del uso de los lagos de Salto Grande y Palmar influyen, entre otros en los valores asignados a las unidades de falla tres y cuatro;

V) Que el estudio para la determinación de los costos de falla requiere un tiempo de ejecución durante el cual es necesario disponer de valores que se ajusten a la realidad actual del sistema;

CONSIDERANDO: I) Que se considera razonable fijar en un año el plazo dentro del cual la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería deberá realizar los estudios y elevar una propuesta de actualización de los valores de las unidades de falla del sistema eléctrico nacional;

II) Que mientras se da cumplimiento a lo anterior, se entiende conveniente aprobar una actualización de los valores para las cuatro unidades de falla, y readecuar las medidas a tomar en caso de racionamiento, sin perjuicio de lo que en el futuro se resuelva a partir de los estudios que se realicen;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en el Artículo 168 numeral 4 de la Constitución Vigente de la República, el Artículo 7 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002, a lo informado por la Dirección Nacional de Energía, por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua y por la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º. Sustitúyese el Artículo 177 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002 en la redacción dada por el Artículo 1 del Decreto No. 121/007 de 30 de marzo de 2007 por el siguiente:

“El costo de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociado serán fijados por el Poder Ejecutivo a propuesta del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Se disponen las siguientes cuatro unidades de falla:

A) para la primera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 2% y el Costo Variable para el Despacho será un 10% superior al costo variable de la Central Térmica de Respaldo La Tablada (CTR);

B) para la segunda unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 5% y el Costo Variable para el Despacho es 600 U$S/MWh;

C) para la tercera unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 7.5% y el Costo Variable para el Despacho es 2.400 U$S/MWh;

D) para la cuarta unidad de falla, el porcentaje de la demanda es 85.5% y el Costo Variable para el Despacho es 4.000 U$S/MWh."

ARTÍCULO 2º. Cuando de la Programación Semanal resultare una condición de despacho de la primera unidad de falla en las dos semanas siguientes durante un período mayor a 30 horas semanales, la Administración del Mercado Eléctrico deberá remitir un informe de la situación prevista y sus posibles evoluciones para las cuatro semanas siguientes al Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería, quien adoptará las medidas que entienda pertinentes.

ARTÍCULO 3º. Encomiéndase al Ministerio de Industria, Energía y Minería por intermedio de la Dirección Nacional de Energía la realización del estudio y la presentación de una propuesta de **actualización de los valores de unidades de falla y niveles de racionamiento asociados para el** sistema eléctrico uruguayo en el plazo máximo de un año a partir de la aprobación del presente decreto.

ARTÍCULO 4º. Derógase el artículo 136 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002.

ARTÍCULO 5.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 113/013- Criterio de despacho de centrales generadoras eléctricas de fuente solar fotovoltaica

De 11 de abril de 2013, publicado en D.O. el 18 de abril de 2013.- Amplíase la reglamentación existente para la generación de energía eléctrica, a través de centrales generadoras fotovoltaicas.

VISTO:

La necesidad de complementar la Reglamentación existente para las distintas formas de generación de energía eléctrica.

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002, que aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, no contempla de forma expresa la generación de origen solar fotovoltaico;

II) Que se prevé la instalación de generadores fotovoltaicos en base a instrumentos que se enmarcan en los objetivos de la Política Energética vigente;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía;

II) Que los generadores fotovoltaicos son Participantes Productores de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente;

III) Que por lo tanto se entiende necesario establecer la modalidad de despacho aplicable.

ATENTO: A lo expuesto en el Decreto-Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 del 17 de junio de 1997, y los Decretos, Decreto No. 276/002 del 28 de junio de 2002 y Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Las centrales generadoras fotovoltaicas se considerarán, a los efectos del despacho, con un costo variable unitario nulo y su generación estará determinada por el recurso solar existente. Las centrales se despacharán siempre que estén disponibles y que no exista ninguna restricción operativa establecida por el despacho.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 133/013- Promoción de adquisición por UTE de electricidad de centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica

De 2 de mayo de 2013, publicado en D.O. el 9 de mayo de 2013.- Promuévese la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica, en el territorio nacional.

VISTO: El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y por consiguiente la necesidad de incorporar potencia de generación eléctrica al sistema nacional, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado;

RESULTANDO: I) Que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del distribuidor en el mercado mayorista, previendo la posibilidad de celebrar contratos especiales;

II) Que en función de la Política Energética 2005 - 2030 y de los acuerdos multipartidarios alcanzados en el año 2010, existe la voluntad de diversificar la matriz energética, principalmente con la incorporación de energía renovable a partir de fuentes autóctonas en general y de fuentes renovables no convencionales en particular;

III) Que al amparo del Decreto No. 389/005 del 7 de octubre de 2005, Decreto No. 77/006 del 13 de marzo de 2006, Decreto No. 397/007 del 26 de octubre de 2007, Decreto No. 296/008 del 18 de junio de 2008, Decreto No. 299/008 del 20 de junio de 2008, Decreto No. 403/009 del 24 de agosto de 2009, Decreto No. 41/010 del 1º de febrero de 2010, Decreto No. 367/010 del 10 de diciembre de 2010, Decreto No. 159/011 del 06 de mayo de 2011 y Decreto No. 424/011 del 6 de diciembre de 2011, se instrumentaron contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

IV) Que la explotación del recurso solar como fuente autóctona y renovable de generación de energía eléctrica puede contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados;

V) Que estudios realizados revelan que existe un amplio recurso solar en el territorio nacional;

VI) Que la energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables con mayor perspectiva a mediano y largo plazo para la generación de energía eléctrica;

VII) Que se verifica una tendencia a la baja del costo de los paneles solares fotovoltaicos;

VIII) Que la generación de energía de fuente solar aporta a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

IX) Que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios como los contemplados en el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto los que contribuyen a viabilizar este tipo de generación;

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento del sector energético del país;

II) Que existe una valoración positiva y un aquilatamiento de las experiencias surgidas de las diferentes etapas de la curva de aprendizaje por la que se están incorporando fuentes renovables no convencionales a la matriz de energía eléctrica;

III) Que se considera conveniente promover instrumentos que viabilicen la instalación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente solar en el territorio nacional;

IV) Que se hace necesario transitar una etapa de aprendizaje en la fuente solar fotovoltaica, similar a la recorrida a partir del Decreto No. 77/006 de 13 de marzo de 2006 para las fuentes de biomasa y eólica;

V) Que los análisis de las posibilidades de desarrollo de la fuente solar fotovoltaica hacen que sea necesario definir rangos de potencia para su instalación con instrumentos adecuados para cada una de ellas;

VI) Que la instalación de potencias significativas para el sistema eléctrico sólo se puede concebir a un precio de conveniencia para éste, el cual está definido en el numeral V del Artículo 2, y que el presente decreto pretende descubrir si este precio resulta adecuado para los generadores;

VII) Que el numeral 21 del literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012) otorga el marco jurídico para el proceso de contratación que se promueve mediante el presente decreto;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto-Ley No. 14694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 del 17 de junio de 1997, el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Artículo 298 del Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002 y el numeral 21 literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º. Promuévese la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional, en el marco de lo dispuesto en el numeral 21 literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012.

ARTÍCULO 2º. Los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir deberán contemplar, entre otras, las disposiciones de este decreto y los aspectos de implementación, operatividad y todo otro que se establezca en el pliego de condiciones y/o negociaciones directas que desarrolle UTE.

I) ALCANCE.-

Podrán contratar en este marco los proveedores que oferten energía eléctrica proveniente de centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica a emplazarse en territorio nacional cuya potencia a instalar se encuentre entre 500 kW y 50 MW.

Se establecerán tres franjas de proveedores y máximos a contratar en cada una de ellas:

Franja 1: Proveedores que instalen una Central Generadora de Potencia Instalada mayor o igual a 500 kW y menor o igual a 1 MW.

El máximo a contratar en esta franja es 1 MW de Potencia Instalada.

Franja 2: Proveedores que instalen una Central Generadora de Potencia Instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW. El máximo a contratar en esta franja es 5 MW de Potencia Instalada.

Franja 3: Proveedores que instalen una o más Centrales Generadoras que totalicen una Potencia Instalada mayor a 5 MW y menor o igual a 50 MW. El máximo a contratar en esta franja es 200 MW de Potencia Instalada.

II) CONDICIONES DE CONTRATACIÓN.-

a) UTE comprará toda la energía que sea entregada a su red en el nodo respectivo, al precio acordado y por el plazo establecido en el contrato.

b) El Generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del SIN que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso. UTE instrumentará una instancia para que el oferente analice los proyectos de conexión y realice las consultas, observaciones o propuestas de modificaciones que entienda necesarias en el proyecto de conexión al SIN.

c) Durante el plazo de vigencia del contrato el Generador no podrá enajenar ni ceder bajo ningún título a terceros la energía eléctrica contratada proveniente de la central asociada a su contrato con UTE, ni transferirla bajo ninguna forma para otros fines que no sean el funcionamiento de la central.

d) Los paneles fotovoltaicos, inversores y demás equipamientos utilizados en la central deberán ser nuevos (sin uso) y cumplir con normas internacionalmente reconocidas.

e) La autorización para generar prevista en los Artículos 53 y 54 del Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002, podrá solicitarse luego de efectuada la adjudicación por parte de UTE, quedando el adjudicatario exceptuado de presentar para dicha autorización lo requerido en el literal h) del Artículo 54 mencionado. En su lugar deberá acreditar la calificación del proyecto en las categorías “A” o “B” según el criterio establecido en el Decreto No. 349/005 del 21 de setiembre de 2005 y presentar la resolución de adjudicación respectiva, o una constancia expedida por UTE que certifique que el proyecto ha sido propuesto por la Comisión Asesora de Adjudicaciones a los efectos de su adjudicación.

f) La gestión de los Certificados de Carbono del Mecanismo de Desarrollo Limpio, o de los eventuales mecanismos de compensación que lo sustituya, y sus beneficios económicos corresponderán en su totalidad al Generador.

g) En los contratos con proveedores de las franja 1 y 2, UTE establecerá un incentivo a la entrada en operación temprana de las centrales generadoras mediante un premio sobre el precio de la energía que se entregue antes de una fecha que se especificará en el pliego correspondiente.

h) El contrato de compraventa de energía preverá que frente a controversias entre los agentes, en la ejecución del mismo, se podrá constituir el tribunal arbitral previsto en el literal g) del Artículo 14 de la Ley No. 17.598 en la redacción dada por el Artículo 119 de la Ley No. 18.719

III) COMPONENTES DE LA INVERSIÓN.-

Cada oferta deberá explicitar el porcentaje de los insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y el mantenimiento).

No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de inmuebles para el establecimiento de la central generadora.

Para que una oferta sea considerada, los insumos nacionales que integran la inversión deberán alcanzar como mínimo el 20% (veinte por ciento) del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque solar fotovoltaico.

El componente nacional de la inversión comprometido será luego cotejado con la documentación correspondiente emitida por la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU), que deberá presentar quien resulte adjudicatario. La referida Cámara aplicará los criterios que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Si de la documentación emitida por la CIU surge un porcentaje de componente nacional de la inversión menor al 20%, el precio de la energía eléctrica se reducirá hasta un máximo del 10%, en forma proporcional al incumplimiento, debiendo refacturar los montos ya abonados al nuevo precio.

IV) CONTRATOS DE LAS FRANJAS 1 y 2.-

La adjudicación de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores de las franjas 1 y 2 se realizará a través de un procedimiento competitivo. UTE aprobará el pliego de bases y condiciones particulares que regirá el procedimiento, previa opinión de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua y de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería. En dicho pliego se incluirá el modelo de contrato a firmar.

Únicamente se comprará energía de la franja 2 si el precio unitario de la energía es al menos 20% menor al de la franja l. En caso de no adjudicarse contratos de la franja 2, podrán adjudicarse hasta 3 contratos de la franja 1, si los precios se consideran convenientes.

V) CONTRATOS DE LA FRANJA 3.-

Los contratos de compraventa de energía eléctrica que se celebren con proveedores de la franja 3 deberán tener un precio máximo equivalente de la energía de 91.5 USD/MWh (expresado en dólares constantes de enero de 2013). Este precio es aplicable a contratos cuyas centrales asociadas estén disponibles antes del 1/6/2014, decreciendo linealmente hasta 86.6 USD/MWh para los contratos de centrales que estén disponibles antes del 1/6/2015. Se podrán acordar diferentes esquemas temporales de precio o paramétricas de ajuste, mientras que se asegure la equivalencia con el precio máximo establecido. Se dispone de 4 meses a partir de la aprobación de este Decreto para adherir a esta Franja a través de las bases contractuales que publicará UTE.

VI) PLAZOS.-

Para la franja 1 y 2 el plazo de contratación será de hasta 25 años computados a partir de la entrada en servicio de la central. Para la franja 3 dicho plazo será de entre 20 y 30 años computados también desde la entrada en servicio de la central y en cualquier caso no podrá superar el 31/12/2043.

ARTÍCULO 3º. Los proyectos e instalaciones vinculados a contratos suscritos en el marco del presente decreto deberán cumplir con los instrumentos de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible vigentes a nivel nacional y departamental, así como con la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento del parque solar fotovoltaico al final de su vida útil.

ARTÍCULO 4º. Durante la vigencia del contrato con UTE resultante de la instrumentación de este decreto, el adjudicatario quedará exonerado del pago de cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan como generador en el marco de dicho contrato.

ARTÍCULO 5º. Los costos asociados a esta forma de contratación (de energía y otros), se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

ARTÍCULO 6º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar las contrataciones promovidas por el presente decreto.

ARTÍCULO 7º. Comuníquese, publíquese, etc.

Nota: Ver Decreto Nº 420/013

Decreto N° 174/013- Ajustes a la reglamentación de la solicitud de autorización de generación de electricidad

De 11 de junio de 2013, publicado en D.O. el 21de junio de 2013.- Sustitúyense el Art. 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto No. 360/002 y el Art. 1 del Decreto No. 72/010, relativos a la autorización de generación de energía eléctrica.

VISTO: La propuesta de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) para la modificación reglamentaria relativa a la autorización de generación de energía eléctrica.

RESULTANDO: I) Que la propuesta de URSEA sugiere suprimir la participación del Regulador en el otorgamiento de las autorizaciones para generar energía eléctrica establecida en el Artículo 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002;

II) Que también se sugiere armonizar la modificación con el Artículo 1 del Decreto No. 72/010 de 22 de febrero de 2010.

CONSIDERANDO: I) Que el asesoramiento de la Dirección Nacional de Energía se revela como suficiente en un procedimiento que esencialmente consiste en verificar el cumplimiento de los requisitos previstos en el Artículo 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) Que la modificación permitirá un procedimiento más fluido, no existiendo impedimento legal para proceder a su aprobación;

III) Que la supresión de la participación de la URSEA se realiza ante propuesta del propio Regulador;

IV) Que a su vez se entiende conveniente eliminar la autorización ficta prevista en la actual normativa por no ajustarse a la relevancia de definir la incorporación de una nueva central generadora y su interconexión al Sistema Interconectado Nacional, sin perjuicio de mantenerse los plazos dentro de los cuales se deberá expedir la Administración.

ATENTO: A lo dispuesto por el Artículo 4 del Decreto Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977 y la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, y lo informado por la Dirección Nacional de Energía.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Sustituyese el Artículo 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002, el que quedará redactado de la siguiente manera:

"La solicitud de autorización de generación se presentará al Ministerio de Industria, Energía y Minería incluyendo:

a) identificación del peticionario,
b) concesión de uso de aguas, si corresponde,
c) memoria descriptiva y planos generales del proyecto,
d) cronograma de ejecución de las obras,
e) presupuesto del proyecto,
f) especificación de los terrenos fiscales y particulares que se utilizarán,
g) especificación de los bienes nacionales de uso público que se usarán,
h) autorización ambiental previa, de acuerdo con lo dispuesto en las normas legales y reglamentarias vigentes.

En un plazo máximo de quince días hábiles de presentada la solicitud, dicho Ministerio, a través de la Dirección Nacional de Energía verificará que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y, de ser así, elevará la solicitud al Poder Ejecutivo, el que se

pronunciará en el plazo de veinte días hábiles de recibidas las actuaciones. En los casos de generación hidroeléctrica, el Poder Ejecutivo podrá extender este plazo, por razones fundadas.

Cuando finalizada la instrucción de la solicitud de autorización por parte del Ministerio, de los antecedentes resultara que puede recaer una decisión contraria a la misma, se solicitará el dictamen de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) el que no tendrá carácter vinculante. Sin perjuicio de lo anterior, el Poder Ejecutivo podrá, en cualquier etapa del proceso, solicitar el asesoramiento de la URSEA en el marco de lo dispuesto por el Artículo 3º, literal 4º, de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997.

En los procesos de licitación de contratos de Distribuidores o de Reserva Anual podrá participar todo proyecto de generación que cuente con la autorización del Poder Ejecutivo. En los contratos y Acuerdos de Comercialización podrán presentarse cartas de intención con generación, en la medida en que ésta cuente con la autorización del Poder Ejecutivo.

Se considerará que un proyecto de generación con autorización del Poder Ejecutivo tiene una autorización operativa, una vez autorizada la puesta en servicio de la conexión, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Trasmisión. Para ser considerado Agente se requiere contar con, al menos, una autorización operativa".

Artículo 2º. Sustituyese el Artículo 1 del Decreto No. 72/010 del 22 de febrero de 2010, el que quedará redactado de la siguiente manera: "Los autorizaciones de nueva generación solicitadas, conforme a lo dispuesto por los Artículos 53 y 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002, serán otorgadas previo informe de la Dirección Nacional de Energía sobre la adecuación de los plazos y de las inversiones proyectadas a las características del proyecto".

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 420/013- Ajustes a la promoción establecida por el Decreto Nº 133/013

De 19 de diciembre de 2013, publicado en D.O. el 8 de enero de 2014.- Establécense disposiciones para los contratos de compraventa de energía eléctrica, referidos en el Decreto No. 133/013.

VISTO: El Decreto No. 133/013 de 2 de mayo de 2013.

RESULTANDO: I) Que el decreto mencionado promovió la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional, en el marco de lo dispuesto en el numeral 21 literal C) del artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012;

II) Que las centrales generadoras de la mencionada franja serán las primeras de generación de gran porte de origen solar fotovoltaico, que se instalen en el país, lo que ha demandado una coordinación institucional pública y privada mayor a la inicialmente prevista;

III) Que los plazos inicialmente previstos para la operatividad de las centrales generadoras de la franja 3, surgidos de intercambios con agentes públicos y privados y establecidos en el decreto referido, requieren ajustarse al tiempo que está insumiendo a ambos tipos de agentes la implementación de los proyectos.

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento del sector energético del país;

II) Que se continúa transitando por una etapa de aprendizaje en la fuente solar fotovoltaica;

III) Que se considera conveniente promover medidas que viabilicen la instalación en el territorio nacional de centrales de generación de energía eléctrica de fuente solar a un precio conveniente para el sistema eléctrico.

ATENTO: a lo previsto en el Decreto-Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 del 17 de junio de 1997, el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Artículo 298 del Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002 y el numeral 21 literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA, DECRETA:

Artículo 1º. Establécese que el precio aplicable a los contratos de compraventa de energía eléctrica que se celebren con proveedores que hubieren presentado sus ofertas dentro de la franja 3 establecida en el artículo 2 del Decreto No. 133/013 de 2 de mayo de 2013, podrá aplicarse del modo decreciente previsto en el numeral V de ese artículo, modificándose las fechas inicialmente previstas, pasando la del 1/6/2014 al 31/12/2014 y la del 1/6/2015 al 31/12/2015, a fin de que las centrales asociadas estén disponibles.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 23/014- Se consideran bienes incorporales a inversiones realizadas por titulares de proyecto de generación eléctrica de fuente eólica

De 30 de enero de 2014, publicado en D.O. el 10 de febrero de 2014.- Considéranse bienes incorporales a las inversiones realizadas por los titulares de proyectos de generación de energía eólica destinadas a la conexión del Sistema Interconectado Nacional, en cumplimiento de contratos suscriptos con UTE.

VISTO: El Artículo 3º del Decreto No. 455/007, de 26 de noviembre de 2007, y el Artículo 3º del Decreto No. 2/012, de 9 de enero de 2012 que establecen el alcance objetivo del concepto de inversión a efectos de la aplicación del Capítulo III de la Ley No. 16.906, de 8 de enero de 1998.

RESULTANDO: I) Que en el caso de la actividad de generación de energía eólica, los contratos suscriptos con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), requieren a los titulares de los proyectos un conjunto de inversiones destinadas a la conexión con el Sistema Interconectado Nacional, previéndose en la mayor parte de los casos que tales inversiones deban ser transferidas en propiedad al citado Ente por el modo donación.

II) Que el costo incurrido en tales inversiones es imprescindible en el marco de dichos contratos, y se convierten, a partir del momento en que dicha transferencia acaece, en bienes incorporales.

CONSIDERANDO: necesario incluir en el alcance objetivo de los artículos referidos en el Visto, al conjunto de inversiones que al pasar a propiedad de UTE, pasan a integrar el activo intangible del contratista.

ATENTO: A lo expuesto, y a lo establecido por el Decreto-Ley No. 14.178 de 28 de marzo de 1974 y la Ley No. 16.906, de 7 de enero de 1998,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA, DECRETA:

Artículo 1º. Las inversiones realizadas por los titulares de proyectos de generación de energía eólica destinadas a la conexión del Sistema Interconectado Nacional, en cumplimiento de contratos suscriptos con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, serán consideradas bienes incorporales, incluidos en el concepto de inversión de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3º del Decreto No. 2/012, de 9 de enero de 2012, a partir del momento en que acaezca la transferencia de su propiedad al citado Ente.

No será de aplicación, con relación a los bienes transferidos en cumplimiento de dichos contratos, la obligación de mantenimiento temporal de la propiedad a que refiere el Artículo 13 del citado Decreto No. 2/012.

Lo dispuesto en los incisos anteriores se aplicará en iguales condiciones a los proyectos promovidos al amparo del Decreto No. 455/007, de 26 de noviembre de 2007.

Artículo 2º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 40/014- Tasa Consular

De 17 de febrero de 2014, publicado en D.O. el 25 de febrero de 2014.- Sustitúyese el Art. 1º del Decreto No. 460/008, que fija en 0% la alícuota de los tributos, incluida la Tasa Consular, aplicables a las importaciones de combustibles suministrados a la UTE, con destino a la generación térmica de energía eléctrica, con excepción del IVA.

VISTO: El Decreto No. 460/008, de 29 de setiembre de 2008.

RESULTANDO: Que por el mismo se fija en 0% (cero por ciento), la alícuota de los tributos, incluida la Tasa Consular, aplicables a las importaciones de combustibles a ser suministrados a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), con destino a la generación térmica de energía eléctrica, con excepción del Impuesto al Valor Agregado.

CONSIDERANDO: Necesario incluir el referido impuesto con el objetivo de reducir en lo posible la incidencia de los tributos a los combustibles en la generación de energía eléctrica.

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto en el Artículo 18º del Decreto-Ley No. 15.031, de 4 de julio de 1980,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DECRETA:

Artículo 1º. Sustituyese el Artículo 1º del Decreto No. 460/008, de 29 de setiembre de 2008, por el siguiente:

“Artículo 1º. Fijase en 0% (cero por ciento), la alícuota de los tributos, incluida la Tasa Consular, aplicables a las importaciones de combustibles a ser suministrados a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) con destino a la generación térmica de energía eléctrica.”

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese y archívese.

Decreto N° 53/014- Regula límites para la exposición humana a campos electromagnéticos

De 28 de febrero de 2014, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2014.- Díctanse normas con el fin de regular los límites para la exposición humana a los Campos Electromagnéticos generados por frecuencias iguales o inferiores a 300 GHz.

VISTO: La exposición humana a Campos Electromagnéticos;

RESULTANDO: Que resulta necesario crear un marco jurídico regulador que establezca los límites para la exposición humana a los Campos Electromagnéticos generados por frecuencias iguales o inferiores a 300 GHz;

CONSIDERANDO: I) Que el incremento en la generación y transmisión de la energía eléctrica, así como el desarrollo en el campo de las telecomunicaciones, ha desembocado en el despliegue de redes y sistemas de radiocomunicaciones, con aplicaciones industriales, científicas y médicas, lo cual conlleva a que los seres humanos se encuentren cada vez más expuestos a Campos

Electromagnéticos;

II) La creciente preocupación social y las demandas de los sectores involucrados, justifican la necesidad de elaborar una norma que permita proteger la salud de la población y trabajadores expuestos a los campos electromagnéticos;

III) Que la Organización Mundial de la Salud promueve el empleo de estándares internacionales que limitan la exposición de las personas a los Campos Electromagnéticos, adoptando las recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Contra las Radiaciones No Ionizantes (ICNIRP);

IV) Que a nivel nacional, los diversos actores involucrados en el ámbito de referencia, aplican criterios y valores de exposición a Campos Electromagnéticos emergentes de las recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección contra la radiación No Ionizante (ICNIRP) de forma de adoptar las medidas destinadas a limitar la exposición a Campos Electromagnéticos;

ATENTO: A lo preceptuado por las Leyes, Ley No. 9.202 de 12 de enero de 1934, Orgánica de Salud Pública, Ley No. 9.515 de 28 de octubre de 1935, Ley No. 17.296 de 23 de febrero de 2001, Ley No. 17.598 de 13 de diciembre de 2002 y las Recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud para la protección contra los Campos Electromagnéticos;

El PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DECRETA:

Artículo 1º.(Ámbito de Aplicación)

El presente Decreto se aplica a toda exposición humana a los Campos Electromagnéticos (CEM) en toda la jurisdicción nacional.

Artículo 2º. (Objeto)

El presente Decreto tiene como objeto establecer los límites para la exposición humana a los Campos Electromagnéticos (CEM), los cuales contemplan la adecuada aplicación del principio precautorio, con el fin de proveer protección contra efectos adversos a la salud, provenientes de cualquier instalación o dispositivo emisor de tales campos.

Artículo 3º. (Alcance)

El presente Decreto establece los límites máximos de exposición a Campos Electromagnéticos para el público y trabajadores generados por emisiones de frecuencias que se encuentren entre 1 Hz (herzio) y 300 GHz (gigaherzios).

Se encuentran excluidos los casos de pacientes sometidos a diagnóstico o tratamiento médico bajo supervisión.

Artículo 4º. (Glosario)

A los efectos del presente Decreto se entiende por: Campos Electromagnéticos (CEM): entidad física que transporta o almacena energía en un espacio libre y que se manifiesta mediante fuerzas ejercidas sobre cargas eléctricas, que incluyen los campos eléctricos y magnéticos estáticos así como los campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos variables en el tiempo con frecuencias no superiores a 300 GHz.

Efecto adverso en la salud: es aquel que causa un deterioro detectable de la salud de los individuos expuestos, ya sea en el corto o en el mediano plazo.

Exposición a Campos Electromagnéticos: sometimiento de una persona a un Campo Eléctrico, Magnético o Electromagnético o a corrientes de contacto diferentes de aquellas originadas por procesos fisiológicos en el cuerpo y otros fenómenos naturales.

Exposición ocupacional a Campos Electromagnéticos: toda exposición a los Campos Electromagnéticos experimentadas por personas durante la ejecución de su trabajo.

Exposición poblacional a Campos Electromagnéticos: toda exposición a los Campos Electromagnéticos experimentadas por el público en general, comprendiendo individuos de

todas las edades y de estados de salud variables. Queda excluida la exposición ocupacional y la exposición durante procedimientos médicos.

Fuentes: Dispositivos o instalaciones que producen Campos Electromagnéticos.

Límites de Exposición: límite superior para la exposición humana a los Campos Electromagnéticos, con el objetivo de proteger contra respuestas fisiológicas adversas que están causalmente relacionadas a dichos Campos.

Nivel de Referencia: nivel de exposición a los Campos Electromagnéticos, estipulado para propósitos de la evaluación práctica de la exposición, con el fin de determinar si las Restricciones Básicas son excedidas.

Radiaciones no ionizantes: radiaciones del Espectro Electromagnético en frecuencias inferiores a 300 GHz, que no tienen energía suficiente para ionizar la materia.

Restricciones Básicas: restricciones sobre la exposición a Campos Eléctricos, Magnéticos y Electromagnéticos que están basadas directamente sobre efectos en la salud establecidos. Dependiendo del rango de frecuencia del Campo, las magnitudes físicas usadas para especificar estas restricciones son: densidad de corriente (J), tasa de absorción específica (SAR), y densidad de potencia (S).

Vigilancia: Monitoreo de la exposición humana a los Campos Electromagnéticos o monitoreo de fuentes emisoras de Campos Electromagnéticos.

Artículo 5º. (Límites de Exposición a Campos Electromagnéticos)

Se adoptan como Límites Máximos Permitidos de exposición a Radiaciones No Ionizantes aquellos recomendados por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y contenidos en las Recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Contra las Radiaciones

No Ionizantes (ICNIRP) detalladas a continuación, sin perjuicio de las directivas y orientaciones complementarias de la Organización Mundial de la Salud y la Organización Internacional del Trabajo (OIT):

a) para el rango comprendido entre 1 Hz (un herzio) y 100 kHz (cien kiloherzios) - se adoptan las “Directrices para limitar la exposición a los campos eléctricos y magnéticos variables con el tiempo (entre 1 Hz to 100 KHz) - ICNIRP 2010” que lucen en las Tablas 1, 4 y 5 que se anexan y forman parte integral del presente Decreto;

b) para el rango comprendido entre 100 KHz y 300 GHz, se adoptan las - “Directrices para limitar la exposición a los Campos Eléctricos, Magnéticos y Electromagnéticos variables con el tiempo (hasta 300 GHz) ICNIRP -1998” que lucen en las Tablas 2, 3, 6 y 7 que se anexan y forman parte integral del presente Decreto.

Artículo 6º. (Competencia)

El órgano rector y de contralor de la exposición humana a los Campos Electromagnéticos será el Ministerio de Salud Pública, en coordinación con los demás Organismos y áreas estatales concurrentes como son el Ministerio de Industria, Energía y Minería, el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y la Unidad Reguladora de Servicios de Comunicaciones (URSEC).

Artículo 7º. (Cumplimiento)

El Ministerio de Salud Pública, para la implementación de las medidas apropiadas establecidas en el presente Decreto, podrá:

a) Exigir requerimientos y vigilancia para medir y/o calcular y monitorear las exposiciones del público y trabajadores a Campos Electromagnéticos.

b) Ordenar acciones de mitigación cuando las fuentes no cumplan con los Límites de Exposición a los Campos Electromagnéticos.

c) Requerir la medición y monitoreo de las fuentes de Campos Electromagnéticos.

d) Establecer penalidades cuando los límites de exposición sean excedidos, pudiendo aplicar multas que oscilen entre 1.000 y 6.000 Unidades Reajustables, según la gravedad de la infracción cometida.

e) Incluir cualquier otra medida necesaria para asegurar el cumplimiento de los Límites de Exposición.

Artículo 8º. (Restricciones)

El Ministerio de Salud Pública podrá requerir del titular de instalaciones generadoras de Campos Electromagnéticos en áreas expuestas al público, adoptar las previsiones respecto al acceso, permanencia y evacuación, evitando inconvenientes y asegurando a los trabajadores dependientes la debida capacitación e información, así como otras protecciones propias de la legislación laboral vigente.

Artículo 9º. (Procedimientos)

El Ministerio de Salud Pública, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en coordinación con las Unidades Reguladoras correspondientes, brindarán la oportunidad a todas las partes involucradas para emitir su opinión, a los efectos de adoptar los procedimientos técnico-administrativos aplicables, en cumplimiento de lo establecido en el presente Decreto, en el marco de sus competencias especificas, en un plazo de dos años desde la publicación de este Decreto.

Artículo 10º. El Ministerio de Salud Pública realizará el seguimiento de las actividades y decisiones que en el ámbito de la Organización Mundial de la Salud se efectúen y adopten, estableciendo las medidas correspondientes destinadas a adecuar la normativa nacional vigente.

Artículo 11º. Exhortar a los Gobiernos Departamentales a la utilización de los criterios establecidos en esta Reglamentación para el otorgamiento de las autorizaciones que, en el ámbito de sus competencias, otorguen para el despliegue de infraestructura soporte y fuentes generadoras de Campos Electromagnéticos.

Artículo 12º. Comuníquese, publíquese.

Tabla 1

Restricciones básicas para exposiciones a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias entre 1 Hz y 100 kHz (año 2010)

Características de la exposición	Tejido	Rango de frecuencias	Campo eléctrico interno (V/m)
Ocupacional	Sistema Nervioso Central - Cabeza	1 - 10 Hz	0,5/f
		10 Hz-25 Hz	0,05
		25 Hz - 400 Hz	2×10^{-3}f
		400 Hz - 3kHz	0,8
		3 kHz-100 kHz	$2,7 \times 10^{-4}$f
	Todos los tejidos de la cabeza y el cuerpo	1 Hz -3 kHz	0,8/f
		3 kHz-100 kHz	$2,7 \times 10^{-4}$f
Poblacional	Sistema Nervioso Central - Cabeza	1 - 10 Hz	0,1/f
		10 Hz-25 Hz	0,01
		25 Hz - 1000 Hz	4×10^{-4}f
		1000 Hz - 3kHz	0,4
		3 kHz-100 kHz	$1,35 \times 10^{-4}$f
	Todos los tejidos de la cabeza y el cuerpo	1 Hz -3 kHz	0,4/f
		3 kHz-100 kHz	$1,35 \times 10^{-4}$f

Nota 1 f está expresada en Hz

Nota 2 Todos los valores se expresan en valores eficaces (rms)

Tabla 2

Restricciones básicas para exposiciones a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias de 100 kHz hasta 10 GHz (año 1998)

Características de la exposición	Rango de frecuencias	Densidad de corriente en la cabeza y el tronco (mA/m^2) (valor eficaz)	SAR media (en todo el cuerpo) (W/kg)	SAR localizada (cabeza) (W/kg)	SAR localizada (extremidades y tronco) (W/kg)
Ocupacional	100 kHz - 10 MHz	f/100	0,4	10	20
	10 MHz -10 GHz	-	0,4	10	20
Poblacional	100 kHz - 10 MHz	f/500	0,08	2	4
	10 MHz -10 GHz	-	0,08	2	4

Nota 1: f es la frecuencia en Hz

Nota 2: Debido a que el cuerpo humano no es eléctricamente homogéneo, las densidades de corriente deben promediarse en una sección de corte de 1 cm2 perpendicular a la dirección de la corriente.

Nota 3: Todos los valores de SAR han de promediarse en cualquier período de 6 (seis) minutos.

Nota 4: La masa para promediar el SAR localizado es cualesquier tejido contiguo de 10 (diez) gramos; el máximo SAR así obtenido debe ser el valor utilizado para estimación de la exposición.

Nota 5: Para pulsos de duración tp, la frecuencia equivalente aplicable en las Restricciones Básicas debe calcularse como f = 1/(2tp).

Adicionalmente, para exposiciones a pulsos en el rango de frecuencias entre 0,3 y 10 GHz y para exposiciones localizadas de la cabeza, de forma de limitar o evitar efectos auditivos causados por expansión termoelástica, se recomienda una restricción básica adicional que consiste en que el SAR promediado sobre 10 gramos de tejido no debe exceder los 10 mJ.kg-1 para trabajadores y 2 mJ.kg-1 para el público en general.

Tabla 3

Restricciones básicas para densidad de potencia para frecuencias entre 10 y 300 GHz (año 1998)

Tipo de Exposición	Densidad de potencia (W/m2)
Ocupacional	50
Poblacional	10

Nota 1: Las densidades de potencia deben ser promediadas sobre cualquier área expuesta de 20 cm2 y sobre cualquier período de 68/(f1,05) minutos (f en GHz) para compensar la disminución de la distancia de penetración conforme se incrementa la frecuencia

Nota 2: Las densidades de potencia máximas espaciales, promediadas sobre 1 cm2, no deberían exceder 20 (veinte) veces los valores antes mencionados

Tabla 4

Niveles de referencia para exposición ocupacional a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias entre 1 Hz y 100 kHz (valores eficaces no perturbados) (año 2010)

Gama de Frecuencias	Intensidad de campo	Intensidad de campo	Densidad de flujo

	eléctrico(kVm)	magnético(A/m)	magnético (T)
1 -8 Hz	20	$1,63 \times 10^5/f2$	$0,2/f^2$
8 -25 Hz	20	$2 \times 10^4/f$	$2,5 \times 10^{-2}/f$
25 -300 Hz	$5 \times 10^2/f$	8×10^2	1×10^{-3}
300 Hz-3 kHz	$5 \times 10^2/f$	$2,4 \times 10^5/f$	0,3/f
3 kHz- 100 kHz	$1,7 \times 10^{-1}$	80	1×10^{-4}

Nota: f es la frecuencia y se expresa en Hz.

Tabla 5

Niveles de referencia para exposición poblacional a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias entre 1 Hz y 100 kHz (valores eficaces no perturbados) (año 2010)

Gama de Frecuencias	Intensidad de campo eléctrico (kVm)	Intensidad de campo magnético (A/m)	Densidad de flujo magnético (T)
1- 8 Hz	5	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^{-2}/f^2$
8- 25 Hz	5	$4 \times 10^3/f$	$5 \times 10^{-3}/f$
25 - 50 Hz	5	$1,6 \times 10^2$	2×10^{-4}
50 - 400 Hz	$2,5 \times 10^2/f$	$1,6 \times 10^2$	2×10^{-4}
0,4 - 3 kHz	$2,5 \times 10^2/f$	$6,4 \times 10^4/f$	$8 \times 10^{-2}/f$
3 - 100 kHz	$8,3 \times 10^{-2}$	21	$2,7 \times 10^{-3}$

Nota: f es la frecuencia y se expresa en Hz

Tabla 6

Niveles de referencia para exposición ocupacional a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias entre 100 kHz y 300 GHz (valores eficaces no perturbados) (año 1998)

Gama de Frecuencias	Intensidad de campo eléctrico (V/m)	Intensidad de campo magnético (A/m)	Densidad de flujo magnético (μT)	Densidad de potencia de onda plana equivalente (mW/cm^2)
0,1 - 1 MHz	610	1,6/f	2/f	-
1 - 10 MHz	610/f	1,6/f	2/f	-
10-400 MHz	61	0,16	0,2	10
400-2000 MHz	$3f^{0,5}$	$0,008f^{0,5}$	0,01f0,5	f/40
2-300 GHz	137	0,36	0,45	50

Nota 1: f es la frecuencia y se expresa en la unidad que corresponde a la gama de frecuencias considerada.

Nota 2: En la medida que las restricciones básicas se cumplan y pueden excluirse efectos indirectos adversos, los valores de intensidad de campo pueden ser excedidos.

Nota 3: Para frecuencias entre 100 kHz y 10 GHz, Scq, E2, H2, y B2 deben ser promediados sobre cualquier período de 6 minutos.

Nota 4: Entre 100 kHz y 10 MHz los valores de pico de las intensidades de campo se obtienen por interpolación desde 1,5 veces la cresta a 100 kHz hasta 32 veces la cresta a 10 MHz. Para valores que sobrepasen 10 MHz, se sugiere que la densidad de potencia de onda plana equivalente de cresta, promediada a lo largo de la anchura del impulso, no sobrepase 1000 veces el limite Scq o que la intensidad de campo no sobrepase en 32 veces los niveles de exposición de intensidad de campo indicados en esta tabla.

Nota 5: Para frecuencias superiores a 10 GHz, Scq, E2, H2, y B2 deben ser promediados sobre cualquier período de 68/(f1,05) minutos (f en GHz).

Tabla 7

Niveles de referencia para exposición poblacional a campos eléctricos y magnéticos para frecuencias entre 100 kHz y 300 GHz (valores eficaces no perturbados) (año 1998)

Gama de Frecuencias	Intensidad de campo eléctrico (V/m)	Intensidad de campo magnético (A/m)	Densidad de flujo magnético (µT)	Densidad de potencia de onda plana equivalente (mW/cm^2)
100 - 150 kHz	87	5	6,25	-
0,15 - 1 MHz	87	0,73/f	0,92/f	-
1 - 10 MHz	$87/f^{0,5}$	0,73/f	0,92/f	-
10-400 MHz	28	0,073	0,092	2
400-2000 MHz	$1,375f^{0,5}$	$0,0037f^{0,5}$	$0,0046f^{0,5}$	f/200
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

Nota 1: f es la frecuencia y se expresa en la unidad que corresponde a la gama de frecuencias considerada.

Nota 2: En la medida que las restricciones básicas se cumplan y pueden excluirse efectos indirectos adversos, los valores de intensidad de campo pueden ser excedidos.

Nota 3: Para frecuencias entre 100 kHz y 10 GHz, Scq, E2, H2, y B2 deben ser promediados sobre cualquier período de 6 minutos.

Nota 4: Entre 100 kHz y 10 MHz los valores de pico de las intensidades de campo se obtienen por interpolación desde 1,5 veces la cresta a 100 kHz hasta 32 veces la cresta a 10 MHz. Para valores que sobrepasen 10 MHz, se sugiere que la densidad de potencia de onda plana equivalente de cresta, promediada a lo largo de la anchura del impulso, no sobrepase 1000 veces el límite Scq, o que la intensidad de campo no sobrepase en 32 veces los niveles de exposición de intensidad de campo indicados en esta tabla.

Nota 5: Para frecuencias superiores a 10 GHz, Scq, E2, H2, y B2 deben ser promediados sobre cualquier período de 68/(f1,05) minutos (f en GHz).

Decreto N° 116/014- Reglamenta transacciones de electricidad entre una zona franca y territorio no franco

De 30 de abril de 2014, publicado en D.O. el 8 de mayo de 2014.- Regúlanse las transacciones mayoristas de energía eléctrica entre una zona franca del país y el territorio nacional no franco.

VISTO: La necesidad de regular las transacciones mayoristas de energía eléctrica que se den entre una zona franca del país y el territorio nacional no franco.

RESULTANDO: I) Que la Ley de Zonas Francas Ley No. 15.921 de 17 de diciembre de 1987, regula específicamente los supuestos de intercambios comerciales entre zona franca y el territorio nacional no franco, previendo en el inciso segundo del artículo 21 que los bienes, servicios, mercancías y materias primas que procedan de territorio nacional no franco y sean introducidos a

las zonas francas, lo serán de acuerdo a todas las normas vigentes para la exportación en ese momento;

II) Que la misma ley, en su artículo 22, regula el flujo inverso, disponiendo que, cuando fueren introducidos desde las zonas francas al territorio nacional no franco, bienes, servicios, mercancías y materias primas existentes en ellas o elaborados en las mismas se considerarán importaciones a todos sus efectos;

III) Que la importación y exportación de energía eléctrica constituyen actividades de libre iniciativa aunque de interés público, al tenor de las resultancias de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, y de la reglamentación atinente aprobada esencialmente por los Decretos, Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002, y Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre del mismo año;

IV) Que la regulación de la importación y exportación de energía eléctrica, desarrollada en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto No. 360/002, y normas modificativas y concordantes, contiene un diseño normativo apto para su aplicación a los supuestos de importación y exportación que involucren a agentes de diferentes países, pertenecientes a mercados eléctricos con sus propias singularidades;

V) Que la aplicación a las transacciones energéticas entre una zona franca y el territorio nacional no franco de varias de las normas reglamentarias referidas en el Resultando inmediato precedente, ofrece dificultades, ya que dicho intercambio se da en el ámbito de un mismo país, sin que existan propiamente mercados eléctricos distinguibles.

CONSIDERANDO: I) Que se estima pertinente establecer reglas especiales para los intercambios mayoristas de energía eléctrica entre una zona franca y el territorio nacional no franco, que habiliten y regulen adecuadamente dichos supuestos, considerados como si fueran importaciones o exportaciones;

II) Que, la solución más adecuada es asignar a dichos supuestos un régimen normativo sectorial de similares características al de los agentes ubicados en territorio no franco, sin perjuicio de las reglas aduaneras y tributarias que admitan aplicarse, atinentes a las operaciones de importación y exportación;

III) Que resulta necesario resolver en consecuencia.

ATENTO: A lo precedentemente expuesto, y a lo dispuesto en la Ley No. 15.921 de 17 de diciembre de 1987, la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, y los Decretos, Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002 y Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre del mismo año.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. La comercialización de energía eléctrica hacia territorio nacional no franco por parte de un agente productor de energía eléctrica situado en zona franca, su vinculación eléctrica con la Red de Interconexión y los consecuentes cargos que correspondan por la conexión y uso de la misma, quedan sujetos a las mismas reglas que resultan aplicables a un Generador o Autoproductor, según corresponda, sin perjuicio del cumplimiento de las reglas aduaneras y tributarias que admitan aplicación, atinentes a las operaciones de importación.

Artículo 2º.Aquellos consumidores de energía eléctrica situados en zona franca y conectados a la Red de Interconexión, que adquieran energía eléctrica desde territorio nacional no franco, en tanto cumplan las condiciones reglamentarias previstas para los Grandes Consumidores y realicen la opción correspondiente, quedan sujetos a las mismas reglas que resultan aplicables a la categoría de consumidores referida, sin perjuicio del cumplimiento de las reglas aduaneras y tributarias que admitan aplicarse, atinentes a las operaciones de exportación; igual solución cabe a los aspectos correspondientes a la vinculación con la Red de Interconexión y a los cargos que procedan por la conexión y uso de la misma. El régimen estatuido en el inciso precedente comprende al agente productor situado en zona franca, en tanto requiera circunstancialmente

energía eléctrica desde territorio no franco, y siempre que, como productor, le resulte aplicable igual régimen normativo que al Autoproductor.

Artículo 3º. Los agentes situados en zona franca deben cumplir con las reglas atinentes a la operación del sistema eléctrico y a la administración del mercado, correspondiendo a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) contemplar tales situaciones.

Artículo 4º. Quedan autorizadas las transacciones mayoristas de energía eléctrica entre agentes situados en una zona franca y en el territorio nacional no franco, siempre que se cumpla con el marco normativo correspondiente.

Artículo 5º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 227/014- Fija remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica para el año 2013

De 4 de agosto de 2014, publicado en D.O. el 7 de agosto de 2014.- Fíjase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondiente al año 2013.

VISTO: La necesidad de determinar la remuneración reconocida para las Instalaciones de Subtrasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Distribución aprobado por Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002 y en el Decreto No. 138/012 de 24 de abril de 2012.

RESULTANDO: I) Que el Artículo 2 del Decreto No. 137/012 del 24 de abril de 2012, encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE, para la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, correspondiente al año 2013, y su modalidad de ajuste futuro;

II) Que en cumplimiento de lo anterior, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) ha elevado una propuesta de valorización con base en un inventario de las instalaciones correspondientes al año 2011, y actualizadas a precios promedios del año 2012.

CONSIDERANDO: I) Que el Artículo 12 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada;

II) Que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Subtrasmisión a efectos de determinar los cargos unitarios actualizados por el uso de las mismas;

III) Que con base en la propuesta del Regulador, corresponde fijar la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, correspondiente al año 2013, y su modalidad de ajuste futuro;

ATENTO: A lo expuesto, y lo previsto por el Artículo 78 del Decreto No. 277/002, de 28 de junio de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Fíjase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondiente al año 2013, en la suma de $ 2.485.294.179 (dos mil cuatrocientos ochenta y cinco millones doscientos noventa y cuatro mil ciento setenta y nueve pesos uruguayos). Este valor está basado en el inventario normalizado correspondiente al año 2011 de las instalaciones de Distribución de tensiones 31,5 kV y 63 kV.

Artículo 2º. El valor de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica se ajustará anualmente por las paramétricas establecidas en el Anexo I del presente decreto, excepto que la variación del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, supere el límite establecido en el Anexo II del presente decreto, en cuyo caso se ajustará semestralmente de forma extraordinaria.

Se define una paramétrica para ajustar el valor de las estaciones y otra paramétrica para ajustar el valor de las líneas del Sistema de Subtrasmisión.

Las paramétricas definidas en el Anexo I se aplicarán a los montos de las dos subetapas que se detallan a continuación:

Subetapa	Estaciones	Líneas	Total
Líneas y Cables 31,5-63 kV	368.232.658	1.189.737.711	1.557.970.369
Transformación 31,5-63/6,4-15kV	927.323.810	-	927.323.810
Total	**1.295.556.468**	**1.189.737.711**	**2.485.294.179**

Artículo 3º. El valor de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica será revisada en su totalidad por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y elevada al Poder Ejecutivo para su consideración, previa opinión del Subtrasmisor, cada cuatro años.

Artículo 4º. El presente decreto entrará a regir desde el día de su publicación en el Diario Oficial, no resultando de aplicación a transacciones ejecutadas con anterioridad a esa fecha.

Artículo 5º. Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión

$$Cest^n = Cest^0 \times \left(0{,}19 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}64 \times \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}10 \times \frac{Selenc^n}{Selec^0} + 0{,}04 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} + 0{,}03 \times \frac{Al^n}{Al^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} \right)$$

$$Clin^n = Clin^0 \times \left(0{,}33 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}21 \times \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}26 \times \frac{Selenc^n}{Selec^0} + 0{,}04 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} + 0{,}10 \times \frac{Al^n}{Al^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} \right)$$

$Cest^n$: Costo de los equipos de estaciones ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”

$Cest^0$: Costo de los equipos de estaciones en el año 2012 en pesos uruguayos

$Clin^n$: Costo de las líneas ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”

$Clin^0$: Costo de las líneas en el año 2012 en pesos uruguayos IPC: Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, *<http://ine.gub.uy/preciosysalarios>.*

IPC^n: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC^0: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution serie PCU221122221122 de EEUU publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web *<http://data.bls.gov/cgibin/srgate>.*

$IPPDUSA^n$: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

IPPDUSA^{0}: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <*http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion*>.

TC^{n}: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.

TC^{0}: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales del año 2012 del precio TC, con dos cifras decimales.

Selec: Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Sub-grupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto Ley No. 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social <*http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com_content&view=category&id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion&Itemid==188&layout=default*>.

Selec^{n}: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Selec, con dos cifras decimales.

Selec$^{0:}$ Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Selec, con dos cifras decimales.

Goil: Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la sección Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

Goil^{n}: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Goil, con dos cifras decimales.

Goil^{0}: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Goil, con dos cifras decimales.

Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot price, 99,5% mínimum purity, CIF UK ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, - Monthly Data, Series_Code: PALUM_USD.

Al^{n}: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Al, con dos cifras decimales.

Al^{0}: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Al, con dos cifras decimales.

Anexo II: Descripción del criterio de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar estadounidense

En el año "n+1" la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) calculará la variación del promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, con respecto al promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n". En caso que se produzca un incremento superior al 20%, se calculará de forma anticipada en el mes de junio del año "n+1" un ajuste extraordinario de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica según las paramétricas definidas en el Anexo I, que comenzará a regir el 1º de julio del año "n+1". Este ajuste será calculado en base a los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" de las variables contenidas en las mencionadas paramétricas.

Decreto N° 249/014- Actualiza la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios para el 2013.

De 26 de agosto de 2014, publicado en D.O. el 3 de setiembre de 2014.- Actualízase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios.

VISTO: La necesidad de actualizar la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, éstos últimos de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Trasmisión aprobado por Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002 y de acuerdo a la metodología propuesta por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

RESULTANDO: I) Que el Artículo 2 del Decreto No. 135/012 del 24 de abril de 2012, encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de UTE, para la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, correspondiente al año 2013, y su modalidad de ajuste futuro;

II) Que en cumplimiento de lo anterior, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) ha elevado una propuesta de valorización de las instalaciones correspondientes, aceptando el inventario enviado por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) del año 2011 en su calidad de Trasmisor, y actualizando el mismo a precios promedios del año 2012.

CONSIDERANDO: I) Que el Artículo 12 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte no comprometida en líneas de trasmisión;

II) Que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Trasmisión;

III) Que en aplicación de la metodología propuesta por el Regulador, corresponde fijar la remuneración reconocida, en los términos ya referidos, para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2013, y su modalidad de ajuste futuro;

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto por el Artículo 12 de la Ley No. 16.832 y el Artículo 99 del Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Fíjase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2013, en la suma de $ 3.643.938.087 (tres mil seiscientos cuarenta y tres millones novecientos treinta y ocho mil ochenta y siete pesos uruguayos).

No se encuentran comprendidas las instalaciones correspondientes a:

a) la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande;

b) la conexión internacional Rivera - Santana do Livramento.

Artículo 2º. El valor fijado en el artículo anterior se ajustará anualmente por las paramétricas establecidas en el Anexo I del presente decreto, excepto que la variación del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, supere el límite establecido en el Anexo II del presente decreto, en cuyo caso se ajustará semestralmente de forma extraordinaria.

Se define una paramétrica para ajustar el valor de los componentes de las estaciones y otra paramétrica para ajustar el valor de las líneas del Sistema de Trasmisión.

Las paramétricas definidas en el Anexo I se aplicarán para cada subetapa a los montos de los componentes que se detallan en la siguiente tabla:

Subetapa	Estaciones $	Líneas $	Total $
Red de 500 kV	222.740.400	714.605.504	937.345.904
Transformación 500/150 kV	380.692.157	-	380.692.157
Red de 150 kV	240.666.009	1.510.925.152	1.751.591.161
Transformación150/60/30kV y secciones de conexión en 60 y 30kV en estaciones 150/60/30kV (RTR 150)	549.675.297	-	549.675.297
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 150 kV y tensiones superiores	24.633.568	-	24.633.568
Total	**1.418.407.431**	**2.225.530.656**	**3.643.938.087**

Artículo 3º. Antes del 1 de agosto de cada año la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) publicará en su sitio web la información correspondiente al inventario reconocido de Trasmisión, incluyendo cantidades físicas y precios unitarios del equipamiento, así como la potencia máxima registrada del sistema que se considera en el cálculo detallado en el siguiente artículo.

Artículo 4º. A solicitud del Trasmisor, se habilitarán ajustes adicionales extraordinarios anuales de la remuneración reconocida establecida, si se verifican incorporaciones de equipamiento físico que impliquen el cumplimiento de la siguiente fórmula:

$$\left(\frac{\left[\sum_i \left(Q_{in} \times P_{i0} \right) \div Pot_n \right]}{\left[\sum_i \left(Q_{im} \times P_{i0} \right) \div Pot_m \right]} - 1 \right) \times 100 > 5\%$$

i : elemento i-ésimo del equipamiento parte del inventario de la empresa

0 : año de referencia de los valores establecidos en el presente decreto, año 2012

m: año del último ajuste extraordinario aprobado, en caso de no haberse realizado ninguno, se considerará el año correspondiente a las cantidades del inventario aprobado en este decreto, año 2011

n : año en el que se realiza el cálculo del ajuste extraordinario solicitado

Qi: cantidad física del equipamiento i

Pi: precio considerado del equipamiento i

Pot : máxima potencia registrada del sistema

En el caso de procederse a un ajuste extraordinario, para el cálculo de los cargos por peajes se actualizarán las potencias divisoras con la información disponible que guarde la mejor correspondencia con la fecha del ajuste del inventario.

La solicitud deberá ser informada por el Trasmisor al Regulador, antes del 1 de noviembre de cada año, conjuntamente con la verificación de la fórmula explicitada anteriormente. Asimismo deberá entregar la información del nuevo inventario desagregando las altas y bajas de equipamiento, necesaria para realizar los cálculos de la remuneración del año siguiente.

Artículo 5º. La remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión será revisada en su totalidad por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y

elevada al Poder Ejecutivo para su consideración, previa opinión del Trasmisor, cada cuatro años, sin perjuicio de que se hubiera aplicado algún ajuste extraordinario, de acuerdo al artículo 4.

Artículo 6º. El presente decreto entrará a regir desde el día de su publicación en el Diario Oficial, no resultando de aplicación a transacciones ejecutadas con anterioridad a esa fecha.

Artículo 7º. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Trasmisión

$$Cest^n = Cest^0 \times \left(0{,}39 \times \frac{Ac^n}{Ac^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}18 \times \frac{Cu^n}{Cu^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}11 \times \frac{ICC^n}{ICC^0} + 0{,}10 \times \frac{IMS^n}{IMS^0} + 0{,}06 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}02 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} \right)$$

$$Clin^n = Clin^0 \times \left(0{,}25 \times \frac{Ac^n}{Ac^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}29 \times \frac{Al^n}{Al^0} \times \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}15 \times \frac{ICC^n}{ICC^0} + 0{,}16 \times \frac{IMS^n}{IMS^0} + 0{,}11 \times \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}04 \times \frac{Goil^n}{Goil^0} \right)$$

$Cest^n$: Costo de los equipos de estaciones ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

$Cest^0$: Costo de los equipos de estaciones en el año 2012 en pesos uruguayos

$Clin^n$: Costo de las líneas ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

$Clin^0$: Costo de las líneas en el año 2012 en pesos uruguayos

Ac : Producer Price Index-Commodities, Series Id: WPU101, Not Seasonally Adjuste, Group: Metals and metal products, Item: Iron and Steel, Base Date: 198200, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>.

Ac^n : Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice Ac, con dos cifras decimales.

Ac^0: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice Ac, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion.

TC^n : Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.

TC^0: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales del año 2012 del precio TC, con dos cifras decimales.

Cu : Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot Price, grade A cathode,CIF European ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx - Monthly Data, Series_Code: PCOPP_USD.

Cu^n : Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Cu, con dos cifras decimales.

Cu^0 : Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Cu, con dos cifras decimales.

ICC : Índice de costo de la construcción (base diciembre 1999) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://ine.gub.uy/preciosysalarios.

ICC^n : Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice ICC, con dos cifras decimales.

ICC^0 : Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice ICC, con dos cifras decimales.

IMS: Índice medio de salarios (base julio 2008) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://ine.gub.uy/preciosysalarios>.

IMS^n: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IMS, con dos cifras decimales.

IMS^0 : Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice IMS, con dos cifras decimales.

IPC : Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://ine.gub. uy/preciosysalarios.

IPC^n : Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC^0 : Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice IPC, con dos cifras decimales.

Goil : Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la sección Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

$Goil^n$: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Goil, con dos cifras decimales.

$Goil^0$: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Goil, con dos cifras decimales.

Al : Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot Price, 99,5% mínimum purity, CIF UK ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx - Monthly Data, Series_Code: PALUM_USD.

Al^n : Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Al, con dos cifras decimales.

Al^0 : Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del precio Al, con dos cifras decimales.

Anexo II: Descripción del criterio de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar estadounidense

En el año "n+1" la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) calculará la variación del promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, con respecto al promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n". En caso que se produzca un incremento superior al 20%, se calculará de forma anticipada en el mes de junio del año "n+1" un ajuste extraordinario de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, según las paramétricas definidas en el Anexo I, que comenzará a regir el 1º de julio del año "n+1". Este ajuste será calculado en base a los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" de las variables contenidas en las mencionadas paramétricas.

Decreto N° 58/015- Se exhorta a UTE para que promueva procedimiento competitivo para adjudicar adquisición de energía eléctrica de central generadora a partir de biomasa.

De 17 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 25 de febrero de 2015.- Fíjanse las políticas necesarias para el desarrollo del sector energético.

VISTO: El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y por consiguiente la necesidad de incorporar potencia de generación eléctrica al Sistema Nacional, dinamizando las formas alternativas de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado;

RESULTANDO: I) Que la normativa del sector eléctrico establece la forma en que deben realizarse los contratos de compraventa de energía eléctrica por parte del Distribuidor en el Mercado Mayorista, previendo la posibilidad de celebrar contratos especiales;

II) Que en función de la Política Energética Uruguay 2030 y del acuerdo multipartidario alcanzado en el año 2010, existe la voluntad de diversificar la matriz energética, principalmente con la incorporación de energía renovable a partir de fuentes autóctonas en general y de fuentes renovables no convencionales en particular;

III) Que al amparo del Decreto No. 389/005 de 7 de octubre de 2005, Decreto No. 77/006 de 13 de marzo de 2006, Decreto No. 397/007 de 26 de octubre de 2007 y el Decreto No. 367/010 de 10 de diciembre de 2010, se han realizado procedimientos que permitieron celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica a partir de biomasa;

IV) Que la generación de energía eléctrica a partir de biomasa puede contribuir al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales asociados, consolidando además ciertas cadenas productivas;

V) Que la generación de energía eléctrica a partir de biomasa aporta a mitigar las emisiones de gases asociados tanto al impacto ambiental en general como a gases de efecto invernadero;

VI) Que los aspectos mencionados habilitan procedimientos compensatorios asociados a reducción de emisiones;

VII) Que de acuerdo al reglamento de gestión de residuos sólidos industriales y asimilados aprobado por Decreto No. 182/013 de 20 de junio de 2013, es necesario definir formas apropiadas para la disposición final de los residuos provenientes de, entre otras, la foresto industria y que la generación de energía eléctrica a partir de biomasa se constituye en una alternativa medioambientalmente conveniente para tal fin.

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo en el sector de energía;

II) Que existe una valoración positiva y un aquilatamiento de las experiencias surgidas de las diferentes etapas de la curva de aprendizaje por la que se están incorporando fuentes renovables no convencionales a la matriz de energía eléctrica;

III) Que en la curva de aprendizaje se incluye el criterio para el despacho de la energía proveniente de centrales generadoras a partir de biomasa que se aplicará al amparo de este decreto, lo que tendrá que evaluarse para su modificación o generalización, para las centrales generadoras de igual fuente en despachos futuros;

IV) Que se considera conveniente promover instrumentos que viabilicen la instalación de Centrales Generadoras de energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional;

V) Que a partir de actividades desarrolladas por el “Proyecto de Generación de Energía Eléctrica a partir de Biomasa, URU/10/G31” (ejecutado conjuntamente por la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria Energía y Minería, la Dirección Nacional de Medio Ambiente del Ministerio de Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y la Dirección General Forestal del Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca) se concluye que la actividad de generación de energía eléctrica a partir de biomasa impacta positivamente en las cadenas productivas asociadas, contribuyendo con una mejora de competitividad;

VI) Que por las características del mercado con la promoción de un proceso competitivo para la adjudicación de un único contrato se procura lograr la mayor competencia posible entre los oferentes;

VII) Que el numeral 21 del literal C) del artículo 33 del texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012) otorga el marco jurídico para el proceso de contratación que se promueve mediante el presente decreto;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto-Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Artículo 298 del Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002 y el numeral 21 literal C) del Artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), en el marco de lo dispuesto por el numeral 21 literal C) del artículo 33 del Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012, Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), a realizar un procedimiento competitivo de contratación a los efectos de adjudicar un único contrato especial de compraventa de energía eléctrica asociado a una Central Generadora que la produzca a partir de biomasa en el territorio nacional.

Artículo 2º.- Podrán participar en el procedimiento competitivo únicamente quienes ofrezcan instalar en el territorio nacional Centrales Generadoras de energía eléctrica que utilicen biomasa como fuente primaria de energía, que no se hayan acogido a otros mecanismos promocionales de contratación de energía. La Central Generadora no deberá encontrarse a la fecha de presentación de la oferta inyectando energía al Sistema Interconectado Nacional, ni haber inyectado con anterioridad.

Artículo 3º.- El contrato especial a suscribirse deberá contemplar, entre otras, las disposiciones de este Decreto y las que se establezcan en el Pliego de Condiciones que rija el procedimiento.

I.- DEFINICIONES.

a) Energía Comprometida Semanal (ECS): es el volumen de energía que el Generador pone a disposición cada semana, en el marco del compromiso de abastecimiento. Este volumen será igual para todas las semanas en que la planta esté disponible.

b) Factor de compromiso (FC): es el cociente entre la ECS y la máxima energía generable semanal asociada a la Potencia Contratada.

Este factor deberá estar entre 25 y 90%.

c) Semanas de Compromiso (Semanas ECS): es la cantidad de semanas durante las cuales el Despacho Nacional de Cargas (DNC) podrá disponer de la ECS, contadas a partir de la semana de su puesta a disposición. Este valor deberá estar entre 13 y 104 semanas.

d) Energía Disponible Acumulada (EDA): es el volumen de energía disponible en cada semana, para ser entregada a la red en el marco del compromiso de abastecimiento. Esta resulta en cada semana de: la sumatoria de la ECS puesta a disposición hasta esa semana, menos la sumatoria de la energía despachada en el marco del cumplimiento del compromiso de abastecimiento, menos la sumatoria de la energía comprometida que transcurridas las Semanas ECS no hubiera resultado despachada.

e) Pago Anual por el Compromiso de Abastecimiento (PAC): es el pago que recibirá el Generador anualmente por el compromiso asumido de abastecimiento de energía; el mismo se dividirá en 12 cuotas iguales. Este pago resulta de multiplicar el Precio del Compromiso de Abastecimiento (PrCA) por la cantidad de energía comprometida (ECS) en el período de un año.

f) Precio de la Energía Comprometida (PrEC): es el precio al cual se remunerará la energía efectivamente entregada en cumplimiento de la convocatoria de la EDA o bien la energía comprometida que transcurridas las Semanas ECS no hubiera resultado despachada.

II.- CONDICIONES DE CONTRATACION.

a) El Generador deberá ofertar una Potencia Contratada entre un mínimo de 20 MW y un máximo de 60 MW.

b) El Generador deberá hacerse cargo de todos los costos de conexión así como de los costos de las ampliaciones necesarias del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que se requieran. Las obras requeridas deberán ser las que resulten de los estudios que realice UTE en cada caso.

c) Durante el plazo de vigencia del contrato el Generador no podrá enajenar ni ceder bajo ningún título a terceros la energía eléctrica contratada proveniente de la central asociada a su contrato con UTE, ni transferirla bajo ninguna forma para otros fines que no sean el funcionamiento de la Central Generadora.

d) Las contrataciones celebradas bajo el presente régimen serán conforme a las disposiciones de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

e) La gestión de los eventuales mecanismos de compensación por emisiones de carbono, así como sus beneficios económicos, le corresponderán en su totalidad al Generador.

f) Resultarán de aplicación las disposiciones reglamentarias vigentes, especialmente las vinculadas a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), siendo requisito para la firma del contrato la obtención de la autorización para generar prevista en los artículos 53 y 54 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Decreto No. 360/002, de 11 de setiembre de 2002, en la redacción dada por el Decreto No. 174/013 de 11 de junio de 2013), y en el Decreto No. 72/010 de 22 de febrero de 2010.

g) El plazo de contratación será de 20 años computados a partir de la fecha del Acta de Habilitación de la Central Generadora otorgada por UTE.

h) El Precio de la Energía Comprometida (PrEC) y el Precio del Compromiso de Abastecimiento (PrCA) contarán con un ajuste anual, en función de la paramétrica de ajuste propuesta por el oferente, la cual deberá adecuarse a los criterios establecidos en el presente Decreto.

i) El plazo límite de entrada en servicio de la Central Generadora se establece en 36 meses a partir de la fecha de la firma del contrato con UTE.

j) Las Centrales Generadoras contratadas en el marco de este Decreto, por la energía asociada a la Potencia Contratada, solamente cobrarán, por los conceptos aquí indicados y de acuerdo a lo establecido en el Contrato a suscribirse con UTE.

III.- PROCEDIMIENTO COMPETITIVO.

Las ofertas presentadas deberán incluir, entre otros, los siguientes ítems:

* Potencia instalada y Potencia contratada.

* Energía Comprometida Semanal (ECS).

* Precio de la Energía Comprometida (PrEC).

* Precio del Compromiso de Abastecimiento (PrCA).

* Semanas de Compromiso (Semanas ECS).

* Ponderadores a, b, c y d de la paramétrica de ajuste del Precio de la Energía Comprometida.

* Ponderadores e, f y g de la paramétrica de ajuste al Precio del Compromiso de Abastecimiento.

UTE aprobará el Pliego de Bases y Condiciones que regirá el procedimiento, previa opinión de la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua y de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería. En dicho pliego se incluirá el modelo de contrato a firmar.

Se considerarán para su evaluación comparativa únicamente las ofertas que presenten un valor positivo del siguiente índice:

Índice= Valor (FC; Semanas ECS) - PrECeq - PrCAeq

Valor (FC; Semanas ECS): es el valor correspondiente a la siguiente tabla, dadas las características de la oferta en Semanas ECS y FC.

VALOR (FC;	13	26	52	78	104
SEMANAS ECS)	(3 meses)	(6 meses)	(12 meses)	(18 meses)	(24 meses)
25%	134	139	142	143	143
50%	124	128	130	131	132
65%	120	123	124	125	125
75%	113	115	116	117	117
90%	92	94	96	97	98

Se realizará una interpolación lineal de los valores presentados en la tabla anterior, para analizar ofertas presentadas para valores no indicados en la tabla.

PrECeq = PrEC0*(0,9*a + b + c + 1,1*d)

PrCAeq= PrCA0*(0,9*e + f + g)

PrEC0, PrCA0: valores ofertados de PrEC y PrCA

a, b, c, d, e, f y g: ponderadores ofertados para las paramétricas de ajuste de precios

A los efectos de la adjudicación, aquellas ofertas que cumplan con los requisitos establecidos en el presente Decreto y en el Pliego de Bases y Condiciones, serán ordenadas de acuerdo a la fórmula de comparación de ofertas que se establecerá en el mismo.

IV.-MODALIDAD DE DESPACHO.

La Central Generadora será convocada para su despacho, de acuerdo a los siguientes criterios:

a) El Generador asumirá el compromiso de suministrar la energía comprometida durante todo el período de vigencia del contrato, excepto en los períodos destinados a mantenimiento en acuerdo con el DNC, que en ningún caso podrán superar el 10% de las horas totales del año.

b) La EDA será despachada con un costo variable de generación que surge de la optimización del Sistema que realizará el DNC considerando, para esta Central Generadora entre otros, el volumen de EDA, la Potencia Contratada, el volumen de ECS, y las Semanas ECS.

c) En cada semana, el Generador podrá declarar al DNC energía disponible por fuera de la EDA, asociada a la Potencia Contratada, y un costo variable asociado a dicha energía, que deberá ser como máximo igual al PrEC vigente según el contrato. Esta energía, será despachada de acuerdo al costo variable declarado por aquel, en aquellos casos que no esté despachada la Central Generadora para el cumplimiento de la EDA.

d) El Generador será notificado de su convocatoria para el cumplimiento de la EDA con una anticipación mínima de 72 horas.

e) La convocatoria de la Central Generadora para el cumplimiento de la EDA dentro del compromiso de abastecimiento será por el total de la Potencia Contratada.

f) La convocatoria de la Central Generadora, para el cumplimiento de la EDA, será por un período mínimo de siete días corridos (168 horas).

g) El Generador será notificado de su desconvocatoria con una anticipación mínima de 24 horas.

h) En el caso que la potencia inyectada sea mayor que la Potencia Contratada en el marco de este Decreto, la venta de energía bajo el contrato con UTE tendrá prioridad frente a la venta de la energía asociada a la potencia remanente de la Central Generadora.

V.- COMPONENTES DE LA INVERSIÓN.

Cada oferta deberá explicitar el porcentaje de insumos nacionales incorporados en los componentes de la inversión inicial.

No se considerará componente nacional de la inversión el arrendamiento o adquisición de inmuebles para el establecimiento de la Central Generadora o para el abastecimiento de materia prima, así como las obras de infraestructura necesarias para su inserción en el Sistema Interconectado Nacional, ni para las actividades de operación y mantenimiento.

Para que una oferta sea considerada por parte de UTE deberá contar con una declaración de componente nacional superior o igual al 30% (treinta por ciento) del monto total de la inversión a ser realizada para la construcción de la Central Generadora.

La Dirección Nacional de Industrias de Ministerio de Industria, Energía y Minería aprobará la metodología para la certificación del componente nacional de la inversión y será responsable de su verificación.

Si de la certificación realizada de conformidad con dicha metodología, surge un porcentaje de componente nacional de la inversión menor al 30%, el PrCA establecido en el contrato se afectará en 0.6 USD/MWh por punto porcentual que le reste para alcanzar el 30% de componente nacional.

VI.- PARAMÉTRICAS DE AJUSTE DE PRECIOS.

1. El Precio de la Energía Comprometida (PrEC) adjudicado en el procedimiento competitivo, se ajustará en enero de cada año t, de acuerdo a la paramétrica que se detalla.

Cada oferta incluirá una propuesta de ponderadores para la fórmula de ajuste: a, b, c y d. Los ponderadores a, b y c podrán tomar valores de 0 a 1, en tanto que el ponderador d deberá ser menor o igual a 0.1, cumpliéndose que la suma de los cuatro ponderadores deberá ser igual a 1.

Pr EC0: Precio de la Energía Comprometida adjudicado, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

PrECt: Precio de la Energía Comprometida correspondiente al año t, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

PPI: Es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.

IPPN: Es el Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay.

GOIL: Es el precio del gas oil común, publicado por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland (ANCAP), sin Impuesto al Valor Agregado.

TC: Es la cotización del dólar estadounidense interbancario billete compra publicado por el Banco Central del Uruguay.

2. El Precio del Compromiso de Abastecimiento (PrCA) adjudicado en el procedimiento competitivo, se ajustará en enero de cada año t, de acuerdo a la paramétrica que se detalla.

Cada oferta incluirá una propuesta de ponderadores para la fórmula de ajuste: e, f y g, cada uno de los cuáles podrá tomar valores de 0 a 1, cumpliéndose que la suma de los tres ponderadores deberá ser igual a 1.

PrCA0: Precio del Compromiso de Abastecimiento adjudicado, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

PrCAt: Precio del Compromiso de Abastecimiento correspondiente al año t, expresado en dólares estadounidenses por megavatioshora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

PPI: Es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.

IPPN: Es el Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay.

TC: Es la cotización del dólar estadounidense interbancario billete compra publicado por el Banco Central del Uruguay.

VII.- FORMA DE PAGO.

a) El PAC se abonará mensualmente en doce cuotas iguales en el año, atendiendo a las penalizaciones que aplicaren en caso de existir incumplimiento por parte del Generador.

b) La energía efectivamente entregada en cumplimiento de la convocatoria de la EDA será remunerada al precio PrEC, atendiendo a las penalizaciones que aplicaren en caso de existir incumplimiento por parte del Generador.

c) Una vez transcurridas las semanas en que el DNC podrá disponer de la ECS (Semanas ECS), la ECS no despachada será remunerada en iguales condiciones que la energía efectivamente entregada en cumplimiento de la convocatoria de la EDA.

d) La energía adicional a la EDA, asociada a la Potencia Contratada, que fuera despachada y efectivamente entregada será remunerada al precio que resulte de la semisuma entre el costo variable declarado por el Generador al DNC y el Precio Spot sancionado correspondiente a las horas en las cuales resulte despachada.

VIII.- INCUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES DE COMPROMISO DE ENERGIA.

Las indisponibilidades de la Central Generadora para operaciones de mantenimiento, por un período máximo de 10% de las horas del año, no generará penalizaciones para el Generador, en tanto se cumpla con los requerimientos reglamentarios.

En el marco del contrato con UTE, en caso de ser convocada la Central Generadora (fuera de las horas de mantenimiento), y no cumplir con la entrega de la energía convocada, el Generador será penalizado de acuerdo a las condiciones establecidas en el Pliego de Condiciones. Esta penalización será proporcional al pago que hubiere correspondido por dicha energía de acuerdo al contrato.

Estas penalizaciones resultarán adicionales a las sanciones que pudieran corresponder por incumplimiento del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Artículo 4º.- El proyecto e instalaciones que se desarrollen en el marco del presente Decreto deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa ambiental, incluyendo la previsión y garantía del desmantelamiento al final de su vida útil.

Artículo 5º.- Los costos asociados a esta forma de contratación (costos de energía y otros) se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Artículo 6º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 59/015- Fíjanse normas regulatorias de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica.

De 17 de febrero de 2015, publicado en D.O. el 25 de febrero de 2015.- Fíjanse normas regulatorias de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica.

VISTO: El extraordinario desarrollo que se ha experimentado en la generación de energía de origen renovable.

RESULTANDO: I) Que la primera convocatoria a gran escala, en relación a la energía eólica impulsada por el Poder Ejecutivo fue lanzada mediante el Decreto No. 403/009 de 24 de agosto de 2009, con el objetivo de alcanzar una potencia nominal de 150 MW de fuente eólica;

II) Que la segunda convocatoria a gran escala impulsada por el Poder Ejecutivo se instrumentó mediante Decreto No. 159/011 de 6 de mayo de 2011, a efectos de alcanzar la potencia mínima de 300 MW instalados, meta fijada en la Política Energética para el año 2015;

III) Que dado el éxito de las convocatorias anteriores se aprobó el Decreto No. 424/011 de 6 de diciembre de 2011, el cual exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a celebrar contratos con aquellos oferentes que no hubieren resultado adjudicatarios en el procedimiento competitivo celebrado al amparo del Decreto No. 159/011, condicionado a que aceptaran vender la energía al precio promedio ponderado en potencia de las ofertas que resultaron adjudicadas en el referido procedimiento;

IV) Que a su vez, por Decreto No. 133/013 de 2 de mayo de 2013, se exhortó a la UTE a celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica;

V) Que en todas estas instancias y conforme a lo establecido en las exhortaciones del Poder Ejecutivo, UTE y los generadores de energía acordaron comprar y vender respectivamente la energía que el generador inyectara al nodo de conexión, previéndose que, en función de las magnitudes de potencia a instalarse, la energía eléctrica de fuente eólica y solar fotovoltaica siempre resultaría despachada en la medida en que el recurso se encontrara disponible;

VI) Que asimismo UTE desarrolló parques eólicos propios, bajo diversas modalidades contractuales y societarias, los cuales alcanzan una potencia instalada de 482 MW;

VII) Que, como consecuencia de todo lo anterior, se estimó que al año 2015 el Sistema Interconectado Nacional contaría con una potencia instalada de fuente eólica de 1200 MW y 225 MW de solar fotovoltaica;

CONSIDERANDO: I) Que de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, corresponde a la Dirección Nacional de Energía diseñar, conducir y evaluar las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento del sector energético del país;

II) Que el Artículo 2 del Decreto-Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977 en la redacción dada por el Artículo 1 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, consagra la libertad de generación de energía eléctrica en todo el territorio nacional siendo posible que se incremente la potencia de energía instalada;

III) Que existe amplio consenso en cuanto a las ventajas económicas, ambientales, industriales y de otra índole, que la energía de fuente renovable no tradicional trae para el Sistema Interconectado Nacional y para el país en general;

IV) Que, el éxito de las convocatorias de eólica permitió obtener precios muy convenientes, por lo que la meta de incorporación de energía eléctrica de fuente eólica que se preveía para el 2015, se multiplicó por cuatro, superando todas las previsiones;

V) Que lo anteriormente expuesto supone un reto sin antecedentes para la operación del Sistema Interconectado Nacional, en la medida en que deberá combinarse, con criterios de seguridad y confiabilidad, centrales de fuente hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa y térmicas con combustibles fósiles;

VI) Que si bien existe experiencia a nivel comparado en la operación de sistemas eléctricos con fuerte presencia de energía eólica, no existe un sistema eléctrico con características similares al que tendrá el sistema uruguayo a partir de 2015;

VII) Que, todas estas circunstancias (derivadas del fuerte ingreso de centrales eólicas) resultaban imposibles de prever a la fecha de aprobación de los decretos citados, en la medida en que aún

se transitaba por las diferentes etapas de la curva de aprendizaje en materia de fuentes renovables no convencionales;

VIII) Que corresponde en esta instancia reafirmar el espíritu con que fueron aprobados los sucesivos decretos, en cuanto a que se compraría la totalidad de energía eléctrica que la central pudiera generar, en el entendido de que esa es la solución económica más beneficiosa para el sistema eléctrico en el largo plazo;

IX) Que, en consecuencia, es necesario adoptar una directiva de política energética, sobre el tratamiento de la energía que los generadores de energía eléctrica de fuente renovable no gestionable, eventualmente se encuentren en condiciones de generar, pero que no sea despachada por una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Cargas.

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto en el Artículo 2º del Decreto-Ley No. 14.694 del 1º de setiembre de 1977 (en la redacción dada por el Artículo 1º de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997), y el Artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a dictar los actos necesarios a efectos de que los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo, así como las ampliaciones que con anterioridad a la fecha de este decreto se hubieren aprobado tomándolas como referencia, incluyan el pago de la energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, pero que por una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Cargas, no resulte despachada en forma total o parcial. Esta energía deberá pagarse al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa.

ARTÍCULO 2º.- A efectos del cálculo de la energía mencionada en el artículo 1, los contratos deberán incluir, de modo explícito, como condición para el pago de aquella, la obligación del generador de suministrar a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) la totalidad de las mediciones del recurso que se registren en la central generadora durante el plazo del contrato en tiempo y forma compatibles con los cálculos a realizar.

Dicha información será pública y utilizada por la ADME para realizar el cálculo que se indica en el artículo 3. La ADME reglamentará las características técnicas de la información y los plazos dentro de los cuales deberá presentarse.

No serán catalogadas como restricciones operativas las debidas a indisponibilidades de la red de UTE cuya duración total acumulada sea inferior al tiempo total de indisponibilidad en el nodo de conexión del generador en el semestre, comprometido en el Convenio de Uso celebrado entre UTE y el generador.

ARTÍCULO 3º.- La ADME determinará la energía eléctrica que la central generadora potencialmente hubiere generado en caso de no haberse visto afectada por las restricciones operativas establecidas por el Despacho Nacional de Cargas según lo indicado en el artículo 1, previa verificación de que la central se encontraba en condiciones efectivas de generar.

La ADME aprobará el procedimiento técnico correspondiente, que incluirá también una descripción de las restricciones operativas a que refiere este decreto, previa opinión de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

ARTÍCULO 4º.- Encomiéndase a la ADME a implementar un sistema de generación de pronósticos de viento, temperatura, radiación y demanda de corto plazo para su utilización en la programación de la operación y proyección operativa de la generación eólica y fotovoltaica.

ARTÍCULO 5º.- Exhórtase a UTE a que en los próximos contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica que celebre se incluya explícitamente el tratamiento de la

energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, y que por restricciones operativas establecidas por el Despacho Nacional de Cargas, no resulte despachada.

ARTÍCULO 6º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 178/015- Deroga el Decreto Nº 311/006 que dispuso el adelanto de la hora legal en toda la República, el primer domingo del mes de Octubre de cada año.

De 29 de junio de 2015, publicado en D.O. el 8 de julio de 2015.- Deroga el Decreto No. 311/006 que dispuso el adelanto de la hora legal en toda la República, el primer domingo del mes de Octubre de cada año.

VISTO: El Decreto No. 311/006 de 4 de setiembre de 2006;

RESULTANDO: Que por el mismo se dispuso el adelanto de la hora legal en toda la República a partir de la hora 2:00 AM, el primer domingo del mes de octubre de cada año;

CONSIDERANDO: Que, han variado las circunstancias que dieron mérito a la decisión adoptada, razón que impone dejarla sin efecto;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

actuando en Consejo de Ministros

DECRETA:

Artículo 1º.- Derógase el Decreto No. 311/006 de 4 de setiembre de 2006.

Artículo 2º.- Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 217/015- Modifica el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en materia de exportación spot.

De 10 de agosto de 2015, publicado en D.O. el 17 de agosto de 2015.- Modifica el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en materia de exportación spot.

VISTO: El sostenido interés de viabilizar canales de integración energética con los mercados de los países interconectados.

RESULTANDO: I) Que el Sistema Interconectado Nacional, como consecuencia del importante desarrollo de nuevas fuentes de energía, dispondrá de posibilidades de exportación de energía eléctrica con carácter interrumpible;

II) Que con la República Federativa del Brasil los intercambios se han ido desarrollando en el marco de acuerdos bilaterales;

III) Que coyunturalmente el Sistema Eléctrico Brasileño enfrenta un período de baja hidraulicidad, potenciando el eventual interés en realizar compras de energía eléctrica a Uruguay;

IV) Que la capacidad de interconexión entre Uruguay y Brasil, además de la Interconexión Rivera-Livramento, se verá incrementada próximamente por la entrada en servicio de la Interconexión Internacional Melo-Candiota;

V) Que a la fecha no existe con el mercado eléctrico de la República Federativa del Brasil la condición de Integración Spot, en los términos del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

CONSIDERANDO: I) Que ante la posibilidad de exportación de energía interrumpible a Brasil surge la necesidad de ajustar los procedimientos aplicables que establece la reglamentación nacional del sector eléctrico;

II) Que los compromisos comerciales que se asumen en el marco de las operaciones de intercambio internacional de energía requieren garantizar el pago de importantes montos a diversos actores del Mercado Eléctrico;

III) Que se entiende conveniente ajustar el mecanismo de Exportación Spot previsto en el Decreto No. 360/002 e implementarlo mediante un Exportador Spot por la República Oriental del Uruguay con el cometido, entre otros, de asumir los compromisos comerciales vinculados a dichas exportaciones, garantizar los pagos que correspondan en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y realizar la oferta hacia el mercado del país comprador;

IV) Que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas reúne las condiciones técnico comerciales requeridas, cuenta con el respaldo del Estado uruguayo y la actividad de exportación de energía encuadra en los cometidos legales que se le han asignado de conformidad con el Decreto-Ley No. 15.031 de 4 de julio de 1980 con las modificaciones introducidas por la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

V) Que lo anterior será sin perjuicio de las competencias de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), en su calidad de operadora del sistema y administradora del mercado.

ATENTO: A la normativa vigente y el Decreto No. 360/002 del 11 de setiembre de 2002.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Incorpórase al artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002, la definición de “Exportador Spot” en los siguientes términos:

Exportador Spot: es el sujeto de derecho que el Poder Ejecutivo designa para realizar la actividad de Exportación Spot, el que deberá constituirse como Participante en el MMEE.

ARTÍCULO 2º.- Modifícase el Artículo 182 del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002, sustituyéndose en el segundo párrafo la frase: “La oferta de precio se informará como el 90% (noventa por ciento) del Precio Spot previsto del otro país, en el nodo de interconexión internacional de entrega, salvo que dicho valor resulte menor que el precio mínimo de exportación Spot, en cuyo caso será el precio mínimo de exportación Spot.” por la siguiente:

“La oferta de precio se realizará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 334 del presente Decreto.”.

ARTÍCULO 3º.- Modifícase el Artículo 334 del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002, sustituyéndose en el párrafo primero la frase: “El precio ofertado de exportación Spot será superior o igual a este mínimo, de acuerdo a lo que se establece en este Reglamento.” por la siguiente: “El precio de las ofertas de exportación que fije el Exportador Spot deberá ser mayor o igual al Precio Mínimo de Exportación Spot determinado por ADME de acuerdo a lo establecido en el artículo 326.”

En el párrafo tercero del mismo artículo se sustituirá la frase:

“Con el predespacho y cada redespacho, el DNC deberá recalcular el precio de exportación Spot ofertado e informarlo a cada Operador del Sistema y Administrador del mercado de un país interconectado” por “Con el predespacho y cada redespacho, ADME determinará los bloques de energía exportables, con detalle horario y su Precio Mínimo de Exportación.

El Exportador Spot deberá informar tanto a quien corresponda del país comprador como a ADME el precio de la oferta de exportación a los efectos de que ADME y el operador del sistema del país comprador dispongan de la información necesaria para coordinar el despacho.”

ARTÍCULO 4º.- Modifícanse los literales f) y g) del Artículo 338 del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 360/002, sustituyéndose su texto por el siguiente:

“f) Calcula las transacciones por Exportación Spot para cada Participante Productor como la diferencia entre la generación que comercializa con Exportación Spot de acuerdo al literal b), menos la que comercializa sin Exportación Spot de acuerdo al literal a), y las valoriza al costo variable declarado a ADME por cada Participante Productor. En caso de existir recursos de generación que con igual costo variable queden despachados para el mercado interno y para la exportación, se resolverá la indefinición respecto al destino de la energía asignando en forma proporcional la generación al mercado interno y a los destinos de exportación de dichos recursos.

g) Calcula el monto del Resultado de la Exportación Spot como la diferencia entre el monto total recibido por la Exportación Spot deducidos: la remuneración del Exportador Spot, los cargos por uso de red del Sistema Interconectado Nacional asociados a la Exportación Spot, los cargos por uso de las instalaciones de Interconexión Internacional, las tasas e impuestos que graven las actividades asociadas a la Exportación Spot, y la suma de las transacciones por Exportación Spot de cada Participante Productor, valorizadas al costo variable de cada unidad generadora asociada a la generación que en cada hora resultó despachada por ADME para suministrar la Exportación Spot.

El monto del Resultado de la Exportación Spot se asignará a las Centrales en territorio nacional requeridas por el despacho realizado por ADME para el abastecimiento de la demanda nacional y para la Exportación Spot, en proporción a su generación.

En el caso de Centrales que tengan comprometida energía en el mercado de contratos nacional, el resultado de la exportación aquí establecido se asignará a los titulares del derecho sobre la energía, en la cuotaparte que corresponda.”

ARTÍCULO 5º.- Desígnase a UTE como Exportador Spot para realizar exportaciones spot a otros mercados eléctricos. En su calidad de tal, UTE tendrá la responsabilidad de garantizar los pagos que correspondan en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, así como fijar el precio de las ofertas de exportación, buscando obtener el mayor precio posible.

ARTÍCULO 6º.- La remuneración de UTE por la actividad de Exportador Spot será de 3% (tres por ciento) sobre el precio total que se perciba al hacerse efectivo el pago por parte del mercado del país comprador.

ARTÍCULO 7º.- Se establece como cargos unitarios por uso de las instalaciones de interconexión asociadas a la Exportación Spot las siguientes:

a) Conversión de frecuencia en 150 kV 21,82 USD/MWh.

b) Conversión de frecuencia en 500 kV 32,07 USD/MWh.

c) Sistema de interconexión de 500 kV asociado a conversora de Melo 8,41 USD/MWh.

Encomiéndase a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua la elaboración de una propuesta de remuneración de las instalaciones antes referidas y su modalidad de ajuste a futuro, a efectos de su elevación al Poder Ejecutivo en un plazo de un año.

ARTÍCULO 8º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 277/015- Se aprueba la actualización de la metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica.

De 13 de octubre de 2015, publicado en D.O. el 27 de octubre de 2015.- Se aprueba la actualización de la metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica

VISTO: La necesidad de actualizar los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica fijados por Decreto No. 136/012 y Decreto No. 138/012 de 24 de abril de 2012 respectivamente.

RESULTANDO: I) Que el Poder Ejecutivo fijó la remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica;

II) Que es necesario disponer de una metodología de cálculo de los cargos de Transmisión y Subtrasmisión que sea simple sin perder criterios razonables de adjudicación de costos que permita la compatibilización con la evolución de las tarifas de los clientes regulados;

III) Que en cumplimiento del artículo 4 del Decreto No. 136/012 la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó una propuesta para la metodología de cálculo de los cargos de Trasmisión correspondientes al año 2013, para la consideración del Poder Ejecutivo;

IV) Que en base a la metodología de cálculo de los cargos de Trasmisión propuesta, la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó el cálculo de los cargos de Trasmisión correspondientes al año 2013, para la consideración del Poder Ejecutivo;

V) Que para los cargos de Subtrasmisión, la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) propone mantener en términos conceptuales la misma metodología aprobada por el Decreto No. 138/012, pero en una presentación simplificada, a efectos de brindar mayor transparencia a los agentes;

VI) Que en cumplimiento del artículo 4 del Decreto No. 138/012 la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó el cálculo de los cargos de Subtrasmisión correspondientes al año 2013, de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo I del Decreto No. 138/012 y modificativas, para la consideración del Poder Ejecutivo;

VII) Que ambas metodologías se encuentran contenidas en el Anexo I de este decreto, y toman como criterio la aplicación de los cargos a la demanda de energía eléctrica del sistema.

CONSIDERANDO: Que corresponde resolver en consecuencia.

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase la metodología de cálculo de los cargos por el uso de las redes de interconexión de Trasmisión y Subtrasmisión, establecida en el Anexo I del presente decreto.

Artículo 2º.- Apruébanse los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y cargos por potencia excedentaria indicados en el Anexo II del presente decreto, aplicables a:

a. el Distribuidor;

b. los Grandes Consumidores conectados en tensiones de 500 kV y 150 kV;

c. los contratos de exportación y las exportaciones ocasionales que extraen potencia de la red de Trasmisión;

d. los Generadores y los Autoproductores, siempre que en ambos casos se encuentren conectados en tensiones de 500 kV y 150 kV, en su rol de Participantes Consumidores.

Artículo 3º.- Apruébanse los cargos por el uso de la red de interconexión de Subtrasmisión y cargos por potencia excedentaria indicados en el Anexo III del presente decreto, aplicables a:

a) los consumidores conectados en tensiones de 63 kV y 31,5 kV que optaron por ser clientes libres definidos como Grandes Consumidores en el Artículo 7 del Reglamento General del Marco

Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto No. 276/002 del 28 de junio de 2002.

b) los Generadores y los Autoproductores, siempre que en ambos casos se encuentren conectados en tensiones de 63 kV y 31,5 kV, en su rol de Participantes Consumidores.

Artículo 4º.- Se exonera de los cargos de la red y de los cargos por potencia excedentaria aprobados en el artículo 3 del presente decreto, a los Generadores que se encuentren conectados en tensiones de 63kV y 31.5kV y que generen la energía eléctrica por medio de un proceso de cogeneración según definición del artículo 5, sin perjuicio de lo que establezca el reglamento de cogeneración a que refiere el artículo 6. Hasta la entrada en vigencia del referido reglamento, estos Generadores pagarán por la energía que retiran del sistema, la tarifa del Pliego Tarifario (incluyendo cargos fijos, de potencia y de energía) que se adecue a su modalidad de consumo.

Artículo 5º.- A los efectos del presente decreto se entiende por cogeneración a la generación simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica útil utilizando la misma fuente de energía, siempre que:

i) la energía térmica útil generada se destine a algún proceso productivo cuya finalidad no sea la generación de energía eléctrica o mecánica, y

ii) puedan ser clasificados como de uso eficiente de la energía.

Se entiende por uso eficiente de la energía a todos los cambios que resulten en una disminución económicamente conveniente de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto o para satisfacer los requerimientos energéticos de los servicios que requieren las personas, asegurando un igual o superior nivel de calidad y una disminución de los impactos ambientales negativos cuyo alcance abarca la generación, transmisión, distribución y consumo de energía.

La Dirección Nacional de Energía será el órgano competente para determinar quién reviste la calidad de cogenerador en el marco del +presente decreto.

Artículo 6º.- Se encomienda al Ministerio de Industria, Energía y Minería, elaborar y someter a aprobación del Poder Ejecutivo, un reglamento de cogeneración que regule, a efectos de los cargos de la red y de los cargos por potencia excedentaria, el tratamiento de los generadores que generen energía eléctrica a través de un proceso de cogeneración, según definición del artículo 5.

Artículo 7º.- Declárase que las exoneraciones contenidas en los decretos que promueven la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable, referidas a cargos por el uso de las redes de distribución y trasmisión, comprenden exclusivamente la energía inyectada al sistema. Por tanto, los Generadores que celebraron contrato al amparo de dichos decretos, deberán abonar los cargos de Trasmisión y Subtrasmisión, según corresponda, que se aprueban por el presente decreto.

Artículo 8º.- El presente decreto entrará a regir desde el día de su publicación en el Diario Oficial, no resultando de aplicación a transacciones ejecutadas con anterioridad a esa fecha. Los cargos correspondientes a un año determinado se continuarán aplicando hasta tanto se aprueben los correspondientes al año siguiente.

Artículo 9º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I: Metodología de cálculo de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y Subtrasmisión

1.- Componentes

Los cargos por el uso de las redes de Trasmisión y Subtrasmisión tienen diferentes componentes, calculados en base a la remuneración de las subetapas correspondientes, de acuerdo a la potencia asociada a los suministros y utilizada como variable de aproximación de la responsabilidad de cada usuario demandante en los requerimientos de inversión y costos asociados a la red. Dichos cargos serán abonados en su totalidad por los usuarios demandantes del sistema incluida la exportación.

A. Remuneración de Trasmisión correspondiente a la red de 500 kV, que incluye líneas de 500 kV, sus elementos de compensación, las secciones de sus extremos y la cuota parte correspondiente de los Otros Activos de las Estaciones.

B. Remuneración de Trasmisión correspondiente a la transformación 500/150 kV, que incluye los transformadores, las secciones de los transformadores para cada nivel de tensión, y la cuota parte correspondiente de los Otros Activos de las Estaciones.

C. Remuneración de Trasmisión correspondiente a la red de 150 kV, que incluye líneas de 150 kV, las secciones de sus extremos y la cuota parte correspondiente de los Otros Activos de las Estaciones.

D. Remuneración de Trasmisión correspondiente a transformación 150/63-31.5 kV y secciones de conexión en 63 y 31,5 kV en estaciones 150/63-31,5 kV, que incluye los transformadores y sus secciones para cada nivel de tensión, las secciones de conexión de salidas de circuitos de demanda en las barras de 63 y 31,5 kV de las estaciones de transformación y la cuota parte correspondiente de los Otros Activos de las Estaciones.

E. Remuneración de Subtrasmisión correspondiente a la red de 63 kV y 31.5 kV incluyendo líneas de 63-31.5 kV, las secciones de conexión a las estaciones 63-31,5/ 6,4-15-22 kV y la cuota parte correspondiente de los Otros Activos de las Estaciones.

2.- Cargos asignados a las demandas conectadas en los niveles de tensión de la Trasmisión

Para definir los cargos en el año t+1, se calcularán en una fecha prefijada del año t, los valores unitarios de las subetapas A, B y C, considerando la remuneración anual del Trasmisor correspondiente al equipamiento de interconexión de cada una de las mismas resultante de la aplicación de las paramétricas de ajuste, los ajustes extraordinarios que pudieren corresponder y las potencias totales que definen los costos asociados a dicho equipamiento

Pu_{L500} = valor unitario de la subetapa red de 500 kV

$$Pu_{L500} = \frac{C_{L500}}{P_1 + P_2}$$

Pu_{T500} = Valor unitario de la subetapa de transformación 500/150kV

$$Pu_{T500} = \frac{C_{T500/150}}{P_3}$$

Pu_{L150} = Valor unitario de la subetapa red de 150kV

$$Pu_{L150} = \frac{C_{L150}}{P_4 + P_5}$$

Siendo,

C_{L500}: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa red de 500 kV.

$C_{T500/150}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa de transformación 500/150 kV.

C_{L150}: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa red de 150 kV.

P_1: suma de las potencias máximas contratadas por los consumidores conectados en 500kV.

P_2: suma de las potencias máximas declaradas para las estaciones de transformación 500/150 kV, medidas en la barra de 500kV, en horas punta.

P_3: suma de las potencia máximas declaradas para las estaciones de transformación 500/150 kV, medidas en la barra de 150kV, en horas punta.

P_4: suma de las potencias máximas contratadas por los consumidores en 150kV.

$P_{4,p}$: Suma de las potencias máximas contratadas en horario punta por los consumidores en 150kV.

P_5: Suma de las potencias máximas declaradas para las estaciones de transformación 150/63-31,5 kV, medidas en las barras de 150kV, en horas punta.

En ocasión de la revisión cuatrienal de las remuneraciones, para el cómputo de las potencias máximas declaradas para las estaciones de transformación se tomará el último período anterior disponible de doce meses. Estas potencias se mantendrán constantes en los sucesivos cálculos anuales de los cargos unitarios que se realicen entre dos revisiones cuatrienales, excepto que se realice un ajuste extraordinario de acuerdo con el decreto del Poder Ejecutivo que aprueba el valor de la remuneración de trasmisión.

Los costos o remuneraciones mensuales en cada caso se determinan como la doceava parte de los costos o remuneraciones anuales correspondientes.

El cargo por uso de red se liquida por las potencias contratadas por el consumidor en los distintos tramos horarios definidos.

La responsabilidad de los consumidores en los costos de la red lejana (niveles de tensión superiores a su propio nivel de tensión) es función de su potencia máxima para el período de punta.

La responsabilidad de los consumidores en los costos de la red lejana (su propio nivel de tensión) es función de su potencia máxima.

Para las **demandas en 500 kV**, se determina un cargo por uso de red aplicable a la máxima potencia contratada: Cargo Pmax.

$Cargo_{Pmax}$ = Pu_{L500} , en $/kW mes

Para las **demandas en 150 kV**, se determinan dos cargos por potencia, correspondientes al período de punta y al período fuera de punta. Se define como período de punta, el tramo horario de 18 a 22 hs, todos los días del año. Si hay adelanto de hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hrs. durante ese período del año. El resto de las horas, se considera período fuera de punta.

a) Cargo por potencia contratada en el período punta: Cargo Pp

$Cargo\ P_p = Pu_{L500} * CA_1 + Pu_{T500/150} * CA_2 + Pu_{L150}$, en $/kW mes

CA_1 : Es el coeficiente de ajuste para transferir los cargos unitarios correspondientes a la red de 500 kV, a los consumos en nivel de 150 kV. Está definido como:

$$CA_1 = \frac{P_2}{P_{4,p} + P_5}$$

CA_2 : Es el coeficiente de ajuste para transferir los cargos unitarios correspondientes a la transformación entre los niveles de 500 y 150 kV, a los consumos en nivel de 150 kV. Está definido como:

$$CA_2 = \frac{P_3}{P_{4,p} + P_5}$$

b) Cargo por diferencia de potencia: Cargo (Pfp - Pp) cargo por potencia que se aplica a la diferencia entre la potencia contratada período fuera de punta y la potencia contratada en el período punta.

$Cargo\ (P_{fp} - P_p) = Pu_{L150}$, en $/kW mes

La contratación del cliente deberá cumplir con la siguiente condición $P_p \leq P_{fp}$

Para las exportaciones ocasionales se calcula un cargo por uso de red en $/MWh por la energía efectivamente extraída de la red. Este cargo expresado en $/MWh es igual al monto que pagaría anualmente un contrato de exportación de 1 MW de potencia constante, en todo el año, dividido por 8.760 horas.

3.- Cargos asignados a las demandas conectadas en los niveles de tensión de la subtrasmisión.

Para definir los cargos de aplicación en el año t+1, se calcularán en una fecha prefijada del año t los valores unitarios para la Red Lejana (comprende las etapas A, B y C) y otros dos para la red del mismo nivel de tensión (comprende las etapas D y E) en que está conectada la demanda, según el tramo horario (llano, punta o valle).

Para esto se considera la remuneración anual correspondiente al equipamiento de interconexión de Transmisión no asignado por concepto de cargos por uso de red a usuarios de Transmisión, la remuneración anual correspondiente al equipamiento de interconexión de Subtrasmisión según corresponda, la aplicación de las paramétricas de ajuste, el ajuste extraordinario que pudiera corresponder, dos coeficientes (a y α) que distribuyen la responsabilidad de las potencias de los diferentes tramos horarios en el costo de la Red Lejana (RL), Red Cercana (RC) y la Red Próxima (RP) y las potencias totales de las demandas para cada tramo horario.

CMRL: costo o remuneración mensual de la Red Lejana

CMRNT: costo o remuneración mensual de la red del propio nivel de tensión.

Y: porcentaje en que el CMRL se asigna a las potencias contratadas en el tramo horario llano.

1-γ: porcentaje en que el CMRL se asigna a las potencias contratadas en el tramo horario punta.

No se asigna costo de la Red Lejana a las potencias contratadas en el tramo horario valle.

α: porcentaje en que el CMRNT se asigna al tramo horario valle (tramo horario en que se contrata la máxima potencia).

1-α: porcentaje en que el CMRNT se asigna al tramo horario punta y llano.

P_6: suma de las potencias máximas contratadas por los consumidores en 63-31,5 kV.

P_{6p}: suma de las potencias máximas contratadas en período punta por los consumidores en 63-31,5 kV.

P_{6ll}: suma de las potencias máximas contratadas en período llano por los consumidores en 63-31,5 kV.

P_{6v}: suma de las potencias máximas contratadas en período valle por los consumidores en 63-31,5 kV.

P_7: suma de las potencias máximas coincidentes declaradas para las estaciones de transformación 63-31,5 kV/16-6,4 kV, medidas en la barra de 63-31,5 kV.

$P_{A\text{-}Pnt\text{-}C}$: suma de las potencias máximas coincidentes para autoconsumos, pérdidas no técnicas y carenciados.

En ocasión de la revisión cuatrienal de las remuneraciones, para el cómputo de las potencias máximas declaradas para las estaciones de transformación se tomará el último período anterior disponible de doce meses. Estas potencias se mantendrán constantes en los sucesivos cálculos anuales de los cargos unitarios que se realicen entre revisiones cuatrienales.

3.1 Valores unitarios para la Red Lejana

$PuM_{RL\,ll}$: valor unitario mensual de la Red lejana en llano

$$PuM_{RL\,ll} = \frac{CMRL \times \gamma}{P6ll + P7 - P_{A-Pnt-C}}$$

$PuM_{RL\,p}$: Valor unitario mensual de la Red lejana en punta

$$PuM_{RL\,p} = \frac{CMRL \times (1-\gamma)}{P6p + P7 - P_{A-Pnt-C}}$$

3.2 Valores unitarios para la Red Próxima y Red Cercana:

PuM_{Rp}: Valor unitario mensual de la Red Próxima

$$PuM_{RP} = \frac{CMRNT \times \alpha}{P6v}$$

PuM_{RC}: Valor unitario mensual de la Red Cercana

$$PuM_{RC} = \frac{CMRNT \times (1-\alpha)}{P6v + P7 - P_{A-Pnt-C}}$$

3.3 Costos mensuales de la Red Lejana (CMRL) y de la red del propio nivel de tensión (CMRNT):

Se definen como sigue:

$$CMRL = CM^{DIST}_{L\,500} + CM^{DIST}_{T500\ /150} + CM^{DIST}_{L\,150}$$

$$CMRNT = CM^{DIST}_{T150\ /63-31.5} + CM^{DIST}_{L63-31.5}$$

Siendo,

CMT^{DIST}: costo o remuneración mensual del uso de equipamientos de Trasmisión asignado a los usuarios de distribución.

$CM^{DIST}_{L\,500}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa red de 500 kV asignado a los usuarios de distribución.

$CM^{DIST}_{T^{\frac{500}{150}}}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa de trasformación 500/150 kV asignado a los usuarios de distribución.

$CM^{DIST}_{L\,150}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa red de 150 kV asignada a los usuarios de distribución.

$CM^{DIST}_{T^{\frac{150}{63}}-31.5}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa transformación de 150/63-31,5 kV , asignada a los usuarios de distribución.

$CM^{DIST}_{L63-31.5}$: costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa líneas 63 -31,5 kV asignada a los usuarios de distribución.

Estos costos mensuales se calculan teniendo en cuenta los costos o remuneraciones totales de cada subetapa y los montos ya recaudados por concepto de cargos por uso de red a usuarios conectados a Transmisión.

$$CM^{DIST}_{L\,500} = C_{L500} - Pu_{L500} * (P_1 + FPP_{T500/150} * CA_1 * P_{4p})$$

$$CM^{DIST}_{T500/150} = C_{T500/150} - (Pu_{T500/150} * CA_1 * P_{4p})$$

$$CM^{DIST}_{L150} = C_{L150} - (Pu_{LI150} * P_4)$$

$$CM^{DIST}_{T150/63-31.5} = C_{T150/63-31.5}$$

$$CM^{DIST}_{L63-31.5} = C_{L63-31.5}$$

Siendo,

C_{L500} $C_{T500/150}$ C_{L150}: los costos definidos en el punto 2.

$C_{T150/63-31.5}$: el costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa de transformación 150/63-31.5 kV.

$C_{L63-31.5}$: el costo o remuneración mensual correspondiente a la subetapa de red de 63-31.5 kV a 15-6,4 kV.

$FPP_{T500/150}$: factor de expansión de pérdidas de potencia de transformación 500/150.

El cargo por uso de red se liquida por las potencias contratadas por el consumidor en los distintos tramos horarios definidos.

La responsabilidad de los consumidores en los costos de la red lejana (niveles de tensión superiores a su propio nivel de tensión) se vincula a su potencia máxima para el período de punta.

La responsabilidad de los consumidores en los costos de la red cercana (su propio nivel de tensión) se asocia a su potencia máxima para el período de punta y de llano.

La responsabilidad de los consumidores en los costos de la red próxima (su propio nivel de tensión) se asocia a su potencia máxima para el período de valle

La contratación deberá cumplir la siguiente condición:

$$Pcp \leq Pcll \leq Pcv$$

Siendo,

Pcp: potencia contratada en el período punta

Pcll: potencia contratada en el período llano

Pcv: potencia contratada en el período valle.

El período punta comprende el horario de 18 a 22 hs todos los días del año. Si hay adelanto de hora oficial pasa a ser de 19 a 23 hs durante ese período del año.

El período valle comprende el horario de 0 a 7 hs todos los días del año. Si hay adelanto de hora oficial pasa a ser de 1 a 8 hs durante ese período del año.

El período llano comprende el resto de las horas de todos los días del año.

Los cargos de potencia por tramo horario, se calculan:

Cargo Pcp: Cargo por potencia contratada en punta

$$Cargo\ Pcp = PuM_{RLp} + PuM_{RC} \frac{P6v}{P6p + P6ll}$$

Cargo Pcll: Cargo por potencia contratada en llano

$$Cargo\ Pcll = PuM_{RLll} + PuM_{RC} \frac{P6v}{P6p + P6ll}$$

Cargo Pcv: Cargo por potencia contratada en valle

$$Cargo\ Pcv = PuM_{RP}$$

Anexo II: Cargos de Trasmisión

Estos cargos corresponden al año 2013, y se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración reconocida anual para las instalaciones del Sistema de Trasmisión.

Cargos por uso de la red a pagar por la Demanda	**$/kW.mes**
En 500 kV	
Cargo Pmax	50,66
En 150 kV	
Cargo Pp	132,08
Cargo (Pfp-Pp)	75,30

Pmax: máxima potencia contratada
Pfp: potencia contratada en el período fuera de punta
La contratación del cliente deberá cumplir con la siguiente condición Pp ≤ Pfp
Pfp – Pp: diferencia entre la potencia contratada en el período fuera de punta y la potencia contratada en el período punta.
Período punta: tramo horario de 18 a 22 hs, todos los días del año.
Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs durante el período del año.
Período fuera de punta: el resto de las horas en cada período del año.

Cargos por uso de red a pagar por las exportaciones ocasionales	**$/MWh**
Exportaciones en 500 kV	69,40
Exportaciones en 150 kV	180,93
Cargos por Potencia Excedentaria	
Consumidores en 500 kV	
Potencia Excedentaria:	**$/kW.mes**
0% P. Contratada < P. Excedentaria ≤ 5% P. Contratada	Cargo Pmax
5% P. Contratada < P. Excedentaria ≤ 10% P. Contratada	3 * Cargo pmax
10% P. Contratada < P. Excedentaria ≤ 20% P. Contratada	4 * Cargo pmax
20% P. Contratada < P. Excedentaria	6 * Cargo pmax
Consumidores en 150 kV	
Potencia Excedentaria en hrs. Punta:	**$/kW.mes**
0% P. Contratada Punta< P. Excedentaria Punta ≤ 5% P. Contratada Punta	Cargo Pp
5% P. Contratada Punta < P. Excedentaria Punta ≤ 10% P. Contratada Punta	1.18 * Cargo Pp

10% P. Contratada Punta < P. Excedentaria Punta ≤ 20% P. Contratada Punta	1.57 * Cargo Pp
20% P. Contratada Punta < P. Excedentaria Punta	2.36 * Cargo Pp
Potencia Excedentaria en hrs. Fuera de Punta:	**$/kW.mes**
0% P. Contratada F. Punta< P. Excedentaria F. Punta ≤ 5% P. Contratada F. Punta	Cargo (Pfp-Pp)
5% P. Contratada F. Punta < P. Excedentaria F. Punta ≤ 10% P. Contratada F. Punta	3 * Cargo (Pfp-Pp)
10% P. Contratada F. Punta < P. Excedentaria F. Punta ≤ 20% P. Contratada F. Punta	4 * Cargo (Pfp-Pp)
20% P. Contratada F. Punta < P. Excedentaria F. Punta	6 * Cargo (Pfp-Pp)

Anexo III: Cargos de Subtrasmisión

Estos cargos corresponden al año 2013, y se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración reconocida anual para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión.

Cargos por uso de la red a pagar por la Demanda	**$/kW.mes**
Cargo por potencia contratada en el período punta	182,71
Cargo por potencia contratada en el período llano	112,92
Cargo por potencia contratada en el período valle	21,42

Se debe cumplir que Pcp ≤ Pcll≤Pcv
Pcp: potencia contratada en el período de punta
Pcll: potencia contratada en el período llano
Pcv: potencia contratada en el período valle
Período punta: de 18 a 22 hs, todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs durante el período del año.
Período valle: de 0 a 7 hs todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 1 a 8 hs.
Período llano: resto de las horas en cada período del año.

Cargo fijo	3.304,28 $/mes

El cargo fijo se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula:

$$CF^n = CF^0 * \frac{IPPN^n}{IPP^0}$$

CF^n = Cargo fijo ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”.
CF^0= *Cargo fijo en el año 2012 en pesos uruguayos*
IPPN: Índice de precios al productor de productos nacionales (base marzo 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://ine.gub.uy/preciosysalarios.
$IPPN^n$*:* Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice *IPPN,* con dos cifras decimales.
$IPPN^0$: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2012 del índice *IPPN*, con dos cifras decimales.

Recargo por Potencia Excedentaria:

Se entiende por Potencia Excedentaria la máxima potencia demandada en horas Punta, Valle y Llano que exceda la potencia contratada.
El recargo por Potencia Excedentaria será igual a:

a. 200% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia contratada.
b. 400% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

Decreto N° 361/015- Exhorta a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales, para industrias con cierto nivel de gasto eléctrico.

De 29 de diciembre de 2015, publicado en D.O. el 13 de enero de 2016- Exhorta a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales, para industrias con cierto nivel de gasto eléctrico.

VISTO: El aumento significativo en la generación de energía eléctrica de origen renovable y la oportunidad de fomentar la actividad en el sector industrial que realiza un uso intensivo de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo, robusteciéndose la matriz energética nacional;

II) Que en la actualidad existe excedente de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento e impulso a la industria nacional;

III) Que asimismo se entiende conveniente continuar promocionando el consumo eficiente de energía en la industria con la implementación de medidas de eficiencia energética;

IV) Que el consumo interno de excedentes de generación de energía eléctrica de origen renovable en el sector productivo es una alternativa que se valora positivamente;

V) Que la medida tendrá impactos positivos en otras áreas de la economía del país;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas energética e industrial;

II) Que se entiende conveniente implementar un instrumento promocional a través de una directiva del Poder Ejecutivo a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

III) Que se considera que la medida no tendrá un impacto financiero negativo en el desempeño de UTE, en tanto provocará un aumento del consumo de energía eléctrica;

ATENTO: A lo dispuesto por la Ley No. 18.597 de 21 de setiembre de 2009;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para las empresas industriales en las que el gasto anual en adquisición de energía eléctrica representa un valor mayor o igual al 5% (cinco por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual.

ARTÍCULO 2º.- El beneficio consistirá en un descuento (que no excederá el 50%) al cargo por energía y será aplicado mes a mes por el mantenimiento o aumento en el consumo de energía eléctrica, y sólo aplicará a suscritores categorizados como industriales en su giro principal, según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV.

El beneficio será determinado en función del incremento del consumo que será establecido en las condiciones que aprobará el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

ARTÍCULO 3º.- El potencial beneficiario se presentará ante la Dirección Nacional de Energía del MIEM con la siguiente información:

(i) Estados contables uniformes correspondientes al último ejercicio con Informe de Compilación, Revisión Limitada o de Auditoria según corresponda.

(ii) Detalle de los rubros ingresos por fuente y costos por rubro, certificado por Contador Responsable, con apertura tal que permita corroborar que la incidencia del gasto anual en adquisición de energía eléctrica representa un valor mayor o igual al cinco por ciento del VBP anual.

(iii) El compromiso de presentar una auditoría energética externa a los doce meses de implementado el beneficio.

(iv) Aquellas empresas que tengan previsto implementar medidas de eficiencia energética para los años 2016 o 2017, deberán presentar declaración jurada del proyecto de eficiencia a implementar, y sus ahorros energéticos mensuales proyectados deberán ser avalados por un agente certificador de ahorro de energía.

El MIEM remitirá un informe a UTE indicando quienes califican para participar en el programa del beneficio.

ARTÍCULO 4º.- El beneficio tendrá una duración de doce meses prorrogables por igual período si se cumplen los requisitos del artículo 6 del presente decreto, UTE aplicará el beneficio mes a mes, comparando el consumo de energía del mes corriente con el consumo de energía del mismo mes del año 2015, y aplicando el porcentaje de bonificación correspondiente. En caso que el beneficiario registre tres bajas mensuales en su consumo el beneficio será interrumpido.

ARTÍCULO 5º.- En caso que el consumidor industrial haya obtenido el beneficio promovido por la implementación de medidas de eficiencia energética fomentadas por el Ministerio de Industria, Energía y Minería y UTE, el ahorro de energía eléctrica resultado de la implementación de dichas medidas debidamente acreditadas ante la Dirección Nacional de Energía será considerado para continuar promocionando el consumo eficiente de energía.

ARTÍCULO 6º.- A los diez meses de implementado el beneficio, el consumidor industrial deberá acreditar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería:

(i) haber incrementado o mantenido la producción física;

(ii) haber realizado la auditoría energética externa comprometida.

Se aceptará la presentación de auditorías realizadas con anterioridad a la solicitud del beneficio que no tengan una antigüedad mayor a tres años.

El Ministerio tendrá sesenta días corridos para analizar la información y de haberse cumplido con todos los requisitos recomendará a UTE la prórroga del beneficio por doce meses.

ARTÍCULO 7º.- Finalizado el plazo del beneficio el consumidor industrial deberá presentar ante el MIEM toda la información relacionada a la implementación del mismo y el cumplimiento de los requisitos exigidos.

ARTÍCULO 8º.- UTE informará al MIEM el monto total destinado al programa de beneficios.

ARTÍCULO 9º.- El Ministerio de Industria, Energía y Minería determinará las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones.

ARTÍCULO 10º.- Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 377/015- Aprueba presupuesto de la ADME 2015

De 30 de diciembre de 2015, publicado en D.O. el 13 de enero de 2016- Aprueba presupuesto de la ADME pro el período 2015

VISTO: El proyecto de presupuesto para el ejercicio 2015 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación.

RESULTANDO: I) Que por el artículo 4 de la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) Que el artículo 10 de la mencionada ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;

III) Que por Decreto No. 395/007, de 24 de octubre de 2007, se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

CONSIDERANDO: I) Que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto informa con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 97.611.114 (pesos uruguayos noventa y siete millones seiscientos once mil ciento catorce) para la totalidad del año 2015;

II) Que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 4,380 por MWh (pesos uruguayos cuatro con trescientos ochenta centésimos por MWh) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 10.800.000 MWh durante el año 2015.

ATENTO: A lo expuesto precedentemente.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2015 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2015	$	%
Retribuciones Personales Totales	26.735.333	27,4%
Gastos de Funcionamiento	5.573.625	5,7%
Gastos de Funcionamiento - Contrato	60.362.156	61,8%
Inversiones	4.940.000	5,1%

TOTAL PRESUPUESTO 2015	**97.611.114**	**100%**

Artículo 2º.- Fíjase el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas en $ 4,380/MWh (pesos uruguayos cuatro con trescientos ochenta centésimos por MWh) a regir a partir del 1º de enero de 2015.

Artículo 3º.- Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 26/016- Aprueba los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y de Subtrasmisión

De 25 de enero de 2016, publicado en D.O. el 2 de febrero de 2016- Aprueba los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y de Subtrasmisión

VISTO: La necesidad de actualizar los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica;
RESULTANDO: I) Que por el Decreto No. 227/014, de 4 de agosto de 2014 y el Decreto No. 249/014, de 26 de agosto de 2014, se establecieron respectivamente la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión y el Sistema de Trasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2013 y su modalidad de ajuste futuro;
II) Que por el Decreto No. 277/015, de 13 de octubre de 2015, se aprobó la metodología para calcular los cargos por uso de dichos sistemas y los sujetos a los cuales se les aplican;
III) Que en base a la metodología, los valores de las remuneraciones anuales correspondientes al año 2013, y a las paramétricas de ajuste, aprobadas en los decretos referidos la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó el cálculo de los cargos de Trasmisión y Subtrasmisión a regir desde el año 2016;
CONSIDERANDO: Que se comparte la propuesta presentada por URSEA, sobre los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y valores de los cargos por el uso de la red de Subtrasmisión;
ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1.- Apruébanse los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y los valores de los cargos por el uso de la red de Subtrasmisión, indicados en el Anexo I del presente Decreto, que regirán desde el día de su publicación en el Diario Oficial y hasta que se aprueben los que los sustituyan.

Artículo 2.- Los cargos aprobados por el artículo 1 serán aplicables, según corresponda, a los sujetos mencionados en los artículos 2 y 3 del Decreto No. 277/015, de 13 de octubre de 2015, con la exoneración contenida en el artículo 4 del mismo decreto.

Artículo 3.- Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I

Cargos de Trasmisión

Año 2016	
Peajes Demandas en 500 kV	$/kW.mes

Cargo Pmax	61,10
Peajes Demandas en 150 kV	$/kW.mes
Cargo Pp	159,13
Cargo (Pfp - Pp)	91,06
Exportaciones ocasionales	$/MWh
Exportaciones en 500 kV	83,70
Exportaciones en 150 kV	217,99

Cargos de Subtrasmisión

Año	2016
Cargos por uso de red	$/kW.mes
Cargo Pcp	225,23
Cargo Pcll	141,14
Cargo Pcv	27,45
Cargo fijo	$/mes
Cargo fijo	4.002,76

Decreto N° 27/016- Incorporación de componente nacional en el marco del plan de expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del Sistema Interconectado Nacional.

De 25 de enero de 2016, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2016- Se exhorta a UTE a incorporar componente nacional en el marco del plan de expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del Sistema Interconectado Nacional.

VISTO: El plan de expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional (SIN) para el período 2015-2020;

RESULTANDO: I) Que la incorporación de energías renovables en el país se ha realizado de modo armónico y en coordinación con el fomento del desarrollo de la industria asociada al desarrollo tecnológico nacional;

II) Que durante el proceso de dicha incorporación se analizaron los componentes de la cadena productiva, estudiando las capacidades locales existentes, estableciéndose la exigencia de un

componente nacional mínimo a ser presentado en las ofertas con una afectación directa en el precio comparativo para seleccionar adjudicatarios;

III) Que en los últimos años la exigencia de cumplimiento de componente nacional por parte de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) fue establecida por Decreto para diversas convocatorias de compra de energía de fuente renovable;

IV) Que entre dichos antecedentes se encuentran los Decretos, Decreto No. 77/006 de 13 de marzo de 2006, Decreto No. 403/009 de 24 de agosto de 2009, Decreto No. 367/010 de 10 de diciembre de 2010, Decreto No. 159/011 de 6 de mayo de 2011, Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, Decreto No. 133/013 de 2 de mayo de 2013 y Decreto No. 58/015 de 17 de febrero de 2015;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía y la industria, siendo la exigencia de que los proyectos tengan el grado de componente nacional respectivo, parte de una medida de política de desarrollo nacional;

II) Que en el marco del desarrollo tecnológico nacional, para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico mediante el suministro de la demanda en condiciones adecuadas de calidad y el acompañamiento de la expansión del sistema de generación, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) proyecta invertir en la expansión de redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional (SIN) en el período 2015-2020;

III) Que existe capacidad nacional humana y técnica disponible para integrar dicha inversión;

IV) Que existe una valoración positiva de la incorporación de componente nacional en el proceso de integración a la matriz de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales;

V) Que sin perjuicio del mecanismo jurídico para realizar la inversión para la expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional (SIN) en el período 2015-2020 por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es posible continuar con la incorporación de componente nacional asociada a dicha expansión;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a procurar que los bienes y servicios destinados a la inversión en la expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional (SIN), tengan incorporados el porcentaje de componente nacional que establecerá el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 2º. Previo a la aprobación de un pliego licitatorio, resolución de compra directa o cualquier otro procedimiento de contratación, relativos a la inversión en la expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional (SIN), deberá consultarse al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) sobre el componente nacional incorporado como porcentaje de la inversión. El MIEM informará el porcentaje mínimo, la ponderación de valores superiores al mínimo, las características y la metodología del componente nacional a exigir en las contrataciones en un plazo máximo de 60 días desde recibida la consulta de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

Artículo 3º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 78/016- Se exhorta a UTE a admitir certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industrias del Uruguay

De 14 de marzo de 2016, publicado en D.O. el 29 de marzo de 2016- Exhórtase a UTE a admitir los certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industrias del Uruguay, vinculados a los contratos de compraventa de energía de fuente eólica, solar fotovoltaica y biomasa, celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo.

VISTO: La incorporación de componente nacional asociado a proyectos de generación de energía de origen renovable;

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de energía de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo;

II) Que el Poder Ejecutivo promovió diversos procesos de incorporación de energía renovable conjuntamente con la incorporación obligatoria de componente nacional;

III) Que resulta necesario adecuar la modalidad del procedimiento de acreditación del componente nacional de la inversión establecido con la entrada en servicio de la central generadora y la remuneración de la energía entregada;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas necesarias para el desarrollo y funcionamiento de los sectores industrial y energético del país;

II) Que a través de una directiva a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), se entiende conveniente adecuar el procedimiento de certificación del componente nacional aplicable con la operativa contractual de los proyectos de generación;

III) Que lo anterior es sin perjuicio de las acciones contractuales que pudieren corresponder en caso de no cumplimiento en integrar el componente nacional comprometido;

IV) Que se considera que la medida respalda el proceso de crecimiento de las capacidades productivas y tecnológicas locales, y el desarrollo de capital humano;

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto por los Decretos, Decreto No. 77/006, de 13 de marzo de 2006, Decreto No. 377/009, de 14 de agosto de 2009, Decreto No. 403/009, de 24 de agosto de 2009, Decreto No. 367/010, de 10 de diciembre de 2010, Decreto No. 159/011, de 6 de mayo de 2011, Decreto No. 158/012, de 17 de mayo de 2012, Decreto No. 133/013, de 2 de mayo de 2013 y Decreto No. 58/015, de 17 de febrero de 2015;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a admitir los certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industrias del Uruguay, vinculados a los contratos de compraventa de energía de fuente eólica, solar fotovoltaica y biomasa celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo, así como las ampliaciones que con anterioridad a la fecha de este Decreto se hubieren aprobado tomándolas como referencia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo siguiente.

Artículo 2º. A los efectos del pago del precio de la energía adquirida en ejecución de los contratos comprendidos en el artículo 1º del presente Decreto, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas considerará el valor de componente nacional de la inversión que surja del certificado preliminar emitido por la Cámara de Industrias del Uruguay.

Para el cálculo del precio se considerará la fecha en que fue expedido el referido certificado preliminar.

El certificado preliminar tendrá validez hasta que sea expedido el certificado definitivo por la Cámara de Industrias del Uruguay.

Una vez expedido el certificado definitivo se realizarán las reliquidaciones del precio de la energía que correspondiere de acuerdo a dicho certificado.

Artículo 3º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 422/016- Aprueba Presupuesto de ADME 2016

De 26 de diciembre de 2016, publicado en D.O. el 5 de enero de 2017- Se aprueba Presupuesto de ADME 2016.

VISTO: El proyecto de presupuesto para el ejercicio 2016 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación;

RESULTANDO: I) Que por el artículo 4 de la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;
II) Que el artículo 10 de la mencionada Ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;
III) Que por Decreto No. 395/007 de 24 de octubre de 2007 se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas;

CONSIDERANDO: I) Que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto informa con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 106.335.658 para la totalidad del año 2016;
II) Que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 4,555 por MWh (pesos uruguayos cuatro con quinientos cincuenta y cinco centésimos por MWh) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 10.699.000 MWh durante el año 2016;

ATENTO: A lo expuesto precedentemente;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) Para el ejercicio 2016 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2016	$	%
Retribuciones Personales Totales	28.982.955	27,25%
Gastos de Funcionamiento	6211.169	5,84%
Gastos de Funcionamiento - Contrato	66.683.934	62.69%
Inversiones	4.457.600	4,19%
TOTAL PRESUPUESTO 2016	106.335.658	100%

Artículo 2º. Fíjase el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas en $ 4,555/MWh (pesos uruguayos cuatro con quinientos cincuenta y cinco centésimos por MWh) a regir a partir del 1º de enero de 2016.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 454/016- Exoneraciones fiscales para paneles solares destinados a la generación de energía fotovoltaica

De 30 de diciembre de 2016, publicado en D.O. el 18 de enero de 2017- Establécense exoneraciones fiscales a los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica.

VISTO: Que es interés del Poder Ejecutivo promover la producción de energías limpias.

RESULTANDO: Que a estos efectos se han dictado disposiciones que permiten otorgar exoneraciones fiscales a los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica.

CONSIDERANDO: I) Que la Ley No. 19.406 de 24 de junio de 2016, exoneró del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a los referidos bienes y facultó al Poder Ejecutivo a exonerar los tributos, aplicables en ocasión de la importación, incluido el IVA a los bienes y servicios destinados a la fabricación de los mismos.
II) Que es necesario reglamentar la referida disposición, así como ejercer la citada facultad.

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto por el literal S) del numeral 1) del artículo 19 del TOT No. 10 del Texto Ordenado DGINuevo 1996 y por la Ley No. 19.406 de 24 de junio de 2016,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Agrégase al Decreto No. 220/998 de 12 de agosto de 1998, el siguiente artículo:
"Artículo 53 ter.- Paneles Solares.- La exoneración establecida por el literal S) del numeral 1) del artículo 19 del Título que se reglamenta, comprenderá los bienes que establezca la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Los fabricantes de los referidos bienes tendrán derecho a un crédito por el Impuesto al Valor Agregado (IVA), incluido en las adquisiciones de bienes y servicios que integren directamente el costo de los mismos.
A estos efectos los fabricantes deberán contar con el certificado de necesidad, que expida la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería.
Artículo 2º. Agrégase el siguiente artículo al Decreto No. 220/998 de 12 de agosto de 1998:
"Artículo 72 bis.- Materiales para la construcción de Paneles Solares.- La importación de los bienes destinados a integrar directamente el costo de los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica, a que refiere el literal S) del numeral 1) del artículo 19 del Título que se reglamenta estará exenta del Impuesto al Valor Agregado.
A estos efectos los importadores deberán contar con el certificado de necesidad que expida la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería.
Artículo 3º. Exonérase de todo recargo, incluso el recargo mínimo, el Impuesto Aduanero Único a la Importación, la Tasa de Movilización de Bultos, la Tasa Consular y en general de todo tributo cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación, a los bienes destinados a integrar directamente el costo de los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica, a que refiere el literal S) del numeral 1) del artículo 19 del Título 10 del Texto Ordenado 1996.

A estos efectos los importadores deberán contar con el certificado de necesidad que expida la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería.
Artículo 4º. Para obtener el certificado de necesidad mencionado en los artículos precedentes, los fabricantes deberán acreditar ante la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería, en las condiciones que esta determine:
1. tratándose de bienes cuyo destino exclusivo sea la fabricación de paneles solares, que los mismos se encuentren incluidos en una nómina de bienes previamente aprobada a tal efecto por la Dirección Nacional de Industrias.
2. tratándose de bienes que admitan usos diferentes a los destinados a integrar paneles solares, se deberá además presentar la siguiente información:
a) Proyecto de fabricación de cada bien que luego integrará las Instalaciones de paneles solares fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica.

b) Plantilla técnica por cada bien y por cada modelo a fabricar, que indique la cantidad de materiales e insumos (a importar o a comprar en plaza) necesarios para la producción de 1 (un) panel solar fotovoltaico.
c) Estimación de cantidad física y modelos de los bienes a producir.
d) Solicitud de inclusión de bienes en la nómina dispuesta por el numeral 1. del presente artículo, en caso de corresponder.
A efectos de verificar la información aportada por los fabricantes, la Dirección Nacional de Industrias podrá solicitar información adicional o realizar las inspecciones que considere pertinentes.
En caso que los bienes referidos en los numerales anteriores se importen, se deberá verificar que los mismos no son competitivos con los de fabricación nacional.
Artículo 5º. Presentada la solicitud del certificado de necesidad en debida forma y verificado, que los bienes declarados cumplen con las condiciones establecidas en el artículo anterior, la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería, expedirá el correspondiente certificado de necesidad, en un plazo máximo de 10 (diez) días hábiles.
Artículo 6º. El certificado de necesidad tendrá una vigencia de 60 (sesenta) días calendario a contar de su emisión.
En el caso de importaciones, en oportunidad del despacho aduanero, deberá ser presentado ante la Dirección Nacional de Aduanas, para que ésta proceda a aplicar la exoneración que se reglamenta.
En el caso de compras en plaza, la Dirección General Impositiva, determinará el procedimiento a seguir para otorgar el crédito correspondiente.
Artículo 7º. En caso de que la Dirección Nacional de Industrias del Ministerio de Industria, Energía y Minería, verifique el cambio de destino de los bienes comprendidos en los beneficios tributarios que se reglamentan, deberá comunicar a la Dirección Nacional de Aduanas o a la Dirección General Impositiva, según corresponda, quienes procederán a reliquidar los tributos exonerados o a exigir la devolución del crédito otorgado y determinarán las sanciones a aplicar.
Artículo 8º. Comuníquese, publíquese y archívese.

Decreto N° 117/017- Suspende exhortación a UTE para realizar Llamado para contratación con generador biomásico

De 2 de mayo de 2017, publicado en D.O. el 9 de mayo de 2017- Suspéndese la exhortación realizada a UTE por Decreto No. 58/015, para la realización de un procedimiento competitivo de contratación, en el marco de lo dispuesto en el num. 21 literal C) del Art. 33 del TOCAF, a los efectos de adjudicar un único contrato especial de compraventa de energía eléctrica asociado a una Central Generadora que la produzca a partir de biomasa en el territorio nacional.

VISTO: La exhortación realizada a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) por Decreto No. 58/015 de 17 de febrero de 2015;

RESULTANDO: I) Que por el Decreto No. 58/015 se exhortó a UTE, en el marco de lo dispuesto por el numeral 21 literal C) del artículo 33 del Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012, Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), a realizar un procedimiento competitivo de contratación a los efectos de adjudicar un único contrato especial de compraventa de energía eléctrica, asociado a una Central Generadora que la produzca a partir de biomasa en el territorio nacional;
II) Que el país se encuentra en un escenario energético distinto al existente al aprobarse la exhortación mencionada;
III) Que para la incorporación de mayor generación hay necesidad en el corto plazo de obras en el sistema de transmisión y conexión;
IV) Que los estudios de simulación concluyen que en la situación actual no resulta beneficioso para el sistema la incorporación de mayor generación;

V) Que UTE por Resolución Nº 16-2736 de 24/11/2016 sugiere por razones de conveniencia postergar la convocatoria;

CONSIDERANDO: I) Que conforme a lo establecido en el artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, compete al Poder Ejecutivo a través de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la definición de las políticas necesarias para el desarrollo en el sector de energía;
II) Que se entiende conveniente suspender la exhortación realizada atendiendo al nuevo escenario energético del país, la necesidad en el corto plazo de obras en el sistema de transmisión y conexión, y los estudios de simulación sobre la incorporación de nueva generación;
III) Que la suspensión no afectará a las centrales que hubieran inyectado energía al Sistema Interconectado Nacional a la fecha de la eventual convocatoria;

ATENTO: A lo previsto en el artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1. Suspéndese la exhortación realizada por Decreto No. 58/015 de 17 de febrero de 2015 a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para la realización de un procedimiento competitivo de contratación, en el marco de lo dispuesto en el numeral 21 literal C) del artículo 33 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera del Estado (TOCAF), en la redacción dada por el Decreto No. 150/012 de 11 de mayo de 2012, a los efectos de adjudicar un único contrato especial de compraventa de energía eléctrica asociado a una Central Generadora que la produzca a partir de biomasa en el territorio nacional.

Artículo 2. Modifícase el artículo 2 del Decreto No. 58/015 de 17 de febrero de 2015 el cual quedará redactado de la siguiente forma: “ARTÍCULO 2. Podrán participar en el procedimiento competitivo únicamente quienes ofrezcan instalar en el territorio nacional Centrales Generadoras de energía eléctrica que utilicen biomasa como fuente primaria de energía.”.

Artículo 3. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 118/017- Exhortación a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales.

De 2 de mayo de 2017, publicado en D.O. el 9 de mayo de 2017- Exhórtase a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales, que cumplan determinados requisitos.

VISTO: La conveniencia de promover un programa de beneficios similar al establecido por el Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015;

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional;
II) Que en la actualidad existen, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento de la industria nacional;

III) Que asimismo se entiende conveniente continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria con la implementación de medidas de eficiencia energética;
IV) Que el consumo interno de excedentes de generación de energía eléctrica de origen renovable en el sector productivo es una alternativa que se valora positivamente;
V) Que la aplicación del Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015 se está realizando de acuerdo a lo previsto inicialmente;
VI) Que del análisis del alcance del decreto mencionado surgió que existen importantes sectores industriales de la economía nacional con un ratio de gasto de energía eléctrica sobre VBP (Valor Bruto de Producción) que no alcanza el 5% establecido en la medida promocional, pero el gasto en energía eléctrica es un componente importante de su estructura de costos;
VII) Que existen condiciones para instrumentar un programa similar al promovido por el Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas energética e industrial;
II) Que se entiende conveniente implementar un nuevo instrumento promocional a través de una directiva del Poder Ejecutivo a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) similar al establecido por el Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015;
III) Que la medida promoverá el aprovechamiento de capacidad de producción industrial ociosa;
IV) Que se considera que la nueva medida no tendrá un impacto financiero negativo significativo en el desempeño de UTE;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales con al menos un año de operación a la fecha de aprobación del presente decreto.
Podrán acceder suscritores de UTE categorizados como industriales en el giro principal según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV, con un gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE que represente un valor mayor o igual al 2,5% (dos coma cinco por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual.

Artículo 2º. El beneficio estará asociado al mantenimiento o aumento de la producción física y consistirá en un descuento mensual al cargo por energía sin IVA.

Artículo 3º. El potencial beneficiario deberá presentar ante la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM):

I.) Estados contables uniformes con el detalle de información necesaria para poder calcular el ratio gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE sobre VBP anual.

II.) Informe de auditoría externa de eficiencia energética, evidencia de haber implementado una medida de eficiencia energética o, en su defecto, compromiso de realizar alguna de estas acciones.

III.) En caso que corresponda, documentación que acredite la implementación de medidas de eficiencia energética durante el año base y los ahorros energéticos mensuales avalados por un agente certificador de ahorro de energía inscripto en el registro del MIEM de conformidad con el Decreto No. 317/015.

El MIEM remitirá un informe a UTE indicando quienes califican para ser incluidos en el programa de beneficios.

Artículo 4º. UTE aplicará el porcentaje de bonificación mensualmente, comparando el consumo de energía eléctrica del mes corriente con el consumo de energía eléctrica del mismo mes del año base, ajustado por los ahorros energéticos derivados de medidas de eficiencia energética.

Las empresas podrán elegir el año base entre el año 2015 y el 2016 que se mantendrá durante todo el período de aplicación del programa de beneficios del presente decreto. Para empresas o establecimientos que hayan iniciado su actividad en el año 2016, la comparación se realizará respecto al año móvil finalizado el mes anterior a la aprobación del presente decreto.

Artículo 5º. Aquellas empresas que realicen medidas de eficiencia energética durante el período de vigencia del beneficio, deberán comunicarlo al MIEM y presentar el proyecto respectivo especificando la fecha de implementación y los ahorros energéticos mensuales avalados por un agente certificador de ahorro de energía inscripto en el registro del MIEM.

Artículo 6º. El beneficio será suspendido automáticamente en caso que el beneficiario registre en su consumo de energía eléctrica tres bajas mensuales consecutivas o cinco bajas mensuales en el período anual inicial o en el período de prórroga.

Artículo 7º. El plazo máximo de usufructo del beneficio será de doce meses, que podrá ser prorrogado si se cumple con las condiciones que establezca el MIEM. En ningún caso el plazo global de usufructo del beneficio será superiora treinta meses.
En ningún caso el usufructo de beneficios para empresas y establecimientos industriales podrá exceder del 29 de febrero 2020.

Nota: Redacción dada por art. 1° del Decreto N° 28/020, de 27/1/020, publicado en el D.O el 5/2/020. Se dispuso que ello rija desde el 9 de setiembre de 2019 (art. 2°).

Artículo 8º. Las empresas que calificaron al programa promovido por el Decreto No. 361/015 podrán ampararse al beneficio del presente decreto.

El plazo máximo de usufructo del beneficio será de doce meses, que podrá ser prorrogado si se cumplen con las condiciones que establezca el MIEM. En ningún caso el plazo conjunto de usufructo de beneficios, derivados de la aplicación del Decreto No. 361/015 y del presente decreto, será superior a veinticuatro meses.

Aquellas empresas que en el período de evaluación del Decreto No. 361/015 verificaron una variación de la producción física mayor o igual que cero y el cociente entre la variación de la producción física y la variación del consumo de energía eléctrica fue mayor o igual que uno, podrán optar por renovar los beneficios del Decreto No. 361/015 o ampararse al presente programa de beneficios por el período mencionado en el párrafo anterior.

Artículo 9º. Las empresas comprendidas en el artículo 8 que no hayan presentado un informe de auditoría externa de eficiencia energética según lo establecido en la Etapa 5 del Instructivo aprobado por Resolución Ministerial el 3 de febrero de 2016, deberán presentar un informe de auditoría externa de eficiencia energética o evidencia de haber implementado una medida de eficiencia energética en el plazo que establecerá la reglamentación.

Artículo 10º. El MIEM determinará, entre otros requisitos, las condiciones del programa de beneficios, el mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones.

Artículo 11º. Finalizado el plazo del beneficio el consumidor industrial deberá presentar ante el MIEM toda la información relacionada con la implementación del mismo.

Artículo 12º. El no cumplimiento por parte de la empresa de los compromisos asumidos al ampararse a los beneficios promovidos por el presente decreto podrá ser considerado como causal de exclusión de futuros beneficios impulsados por el MIEM.

Artículo 13º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 138/017- Exhortación a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales en el sector lácteo.

De 26 de mayo de 2017, publicado en D.O. el 5 de junio de 2017- Exhórtase a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas lácteas.

VISTO: La conveniencia de promover el apoyo a la cadena productiva láctea nacional aprovechando la disponibilidad energética;

RESULTANDO: I) Que el sector lácteo se encuentra en una situación económica y financiera con dificultades, generada por una fuerte caída de los precios internacionales de los productos que exporta el mismo;
II) Que como consecuencia de la política energética, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional, lo que permite contarcon una situación favorable en ese sector;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de la política industrial y energética;

II) Que las actividades desarrolladas en el ámbito de la cadena productiva láctea resultan de vital importancia para la capacidad productiva del país;
III) Que se entiende conveniente continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria con la implementación de medidas de eficiencia energética;
IV) Que para ello procede exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a promover el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial ociosa, y así mitigar temporalmente los efectos negativos coyunturales del sector con una medida similar a la diseñada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería e implementada por dicho Ente en el año 2016;

ATENTO: A lo precedentemente expuesto, a lo dispuesto por el Decreto Ley No. 15.031 de 4 de julio de 1980 y por el artículo 6 del Decreto No. 574/974 de 12 de julio de 1974, modificativas y concordantes;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

Artículo 2º. A los efectos de la exhortación dispuesta en el artículo anterior, se propone el siguiente programa de beneficios:

A) Un descuento mensual en el cargo por energía sin IVA, que se aplicará en la facturación correspondiente a los meses de junio, julio y agosto de 2017.

B) El programa incluirá cuatro niveles:

1. Corrimiento del pliego tarifario en dos horas para los establecimientos lecheros con tarifa múltiple.

2. (PRIMER GRUPO DE PRODUCTORES LECHEROS) Los productores lecheros con una potencia de energía eléctrica contratada menor o igual a 15 kW, recibirán un descuento en el cargo por energía equivalente al 80% del consumo de energía eléctrica del tambo para los primeros 500 kWh/mes.

3. (SEGUNDO GRUPO DE PRODUCTORES LECHEROS). Los productores lecheros no incluidos en el numeral anterior recibirán un descuento de 15% en el cargo por energía.

4. (TERCER GRUPO INDUSTRIA LÁCTEA). Las empresas o unidades industriales lecheras de la cadena productiva láctea recibirán el 15% de descuento en el cargo de energía.

Artículo 3º. Comuníquese, etc.

Decreto N° 228/017- Aprueba los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y de la red de Subtrasmisión

De 21 de agosto de 2017, publicado en D.O. el 30 de agosto de 2017- Aprueba los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y los valores de los cargos por el uso de la red de Subtrasmisión

VISTO: la necesidad de actualizar los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) que por Decreto N° 227/014, de 4 de agosto de 2014, y Decreto N° 249/014, de 26 de agosto de 2014, se establecieron respectivamente la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión y el Sistema de Trasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2013 y su modalidad de ajuste futuro;
II) que por Decreto N° 277/015, de 13 de octubre de 2015, se aprobó la metodología para calcular los cargos por uso de dichos sistemas y los sujetos a los cuales se les aplican;
III) que el Decreto N° 26/016, de 25 de enero de 2016, aprobó los valores de los cargos unitarios correspondientes al año 2016, los cuales estarán vigentes hasta que el Poder Ejecutivo apruebe los nuevos valores correspondientes;
IV) que el artículo 99 del Decreto N° 278/002 y el artículo 78 del Decreto N° 277/002, ambos de 28 de junio de 2002, establecen que el Poder Ejecutivo determinará cada cuatro años las remuneraciones para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y Subtrasmisión necesarias para determinar los cargos unitarios que deben pagar los agentes del mercado que correspondan por el uso de las mencionadas instalaciones, así como sus fórmulas de ajuste futuro;
V) que URSEA está en proceso de cálculo de las remuneraciones anuales correspondientes a la revisión tarifaria del período 2017 - 2020;
VI) que debido a que el mencionado proceso de revisión tarifaria aún no ha finalizado, se encuentran vigentes los valores de los cargos unitarios correspondientes al año 2016;

CONSIDERANDO: que se considera que corresponde realizar la actualización de los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y valores de los cargos por el uso de la red de Subtrasmisión para el año 2017 hasta que entre en vigencia la revisión tarifaria en curso;

ATENTO: a lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley N° 16.832, de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Apruébanse los valores de los cargos por el uso de la red de interconexión de Trasmisión y los valores de los cargos por el uso de la red de Subtrasmisión, indicados en el Anexo I del presente Decreto, que regirán desde el día de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 2°. Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I

Cargos de Trasmisión	
Año	2017
Peajes Demandas en 500 kV	$/kW.mes
Cargo Pmax	64,94
Peajes Demandas en 150 kV	$/kW.mes
Cargo Pp	169,06
Cargo (Pfp - Pp)	96,87
Exportaciones ocasionales	$/MWh
Exportaciones en 500 kV	88,96
Exportaciones en 150 kV	231,59
Cargos de Subtrasmisión	
Año	2017
Cargos por uso de red	$/kW.mes
Cargo Pcp	241,84
Cargo PcII	152,50
Cargo Pcv	30,00
Cargo fijo	$/mes
Cargo fijo	4.203,77

Decreto Nº 310/017- Aprueba Política Nacional de Cambio Climático

De 3 de noviembre de 2017, publicado en D.O. el 15 de noviembre de 2017- Aprueba Política Nacional de Cambio Climático

VISTO: la necesidad de profundizar en todo el territorio nacional las acciones en materia de adaptación y mitigación del cambio climático en el marco de las diversas políticas nacionales de carácter económico, social y ambiental vinculadas a la temática y de las obligaciones contraídas por la República al respecto en tratados internacionales en la materia ratificados por el país;

RESULTANDO: I) que el cambio climático es el mayor desafío ambiental que enfrenta la humanidad para su supervivencia y para el desarrollo sostenible de las comunidades, tanto a nivel global, como nacional y local;

II) que los efectos del cambio climático y variabilidad pueden alcanzar a todas las actividades sociales y económicas;

III) que el cambio climático puede tener impactos significativos sobre los recursos naturales, los ecosistemas y los servicios ecosistémicos;

IV) que por la Ley N° 16.517 de 22 de julio de 1994, la República ha aprobado la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (en adelante: CMNUCC); que por Ley N° 17.279 de 23 de noviembre del 2000 ha aprobado el Protocolo de Kyoto y que por Ley N° 19.439 de 17 de octubre de 2016 ha aprobado el Acuerdo de París;

V) que Uruguay ha demostrado su preocupación por atender la problemática del cambio climático y variabilidad, definiendo para ello una estructura institucional y un marco legal adecuados, actualmente definidos por el artículo 19 de la Ley General de Protección del Ambiente (Ley N° 17.283, de 28 de noviembre de 2000), que reglamenta el artículo 47 de la Constitución de la República y designa al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente como autoridad nacional competente a efectos de la instrumentación e implementación de la CMNUCC; el Decreto N° 238/009 de 20 de mayo de 2009 que crea el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y variabilidad y el Decreto N° 79/010 de 24 de febrero de 2010 que amplía su integración; el artículo 33 de la Ley N° 19.355 de 19 de diciembre de 2015 que crea la Secretaría Nacional de Ambiente, Agua y Cambio Climático y el Decreto N° 172/016 de 6 de junio de 2016, que reglamenta a esta última y que a su vez crea el Sistema Nacional Ambiental;

VI) que en virtud de los cometidos del Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y variabilidad, dicho ámbito formuló la Política Nacional de Cambio Climático, que consolida un instrumento estratégico y programático con horizonte a 2050 que busca incorporar el enfoque de cambio climático en todos los ámbitos y sectores de la economía y sociedad, promoviendo un desarrollo sostenible para el país, más resiliente y bajo en carbono, que toma en cuenta la equidad intra e intergeneracional;

VII) que dicha Política Nacional de Cambio Climático se elaboró de manera participativa, entre el sector público, privado, la academia y sociedad civil en instancias presenciales de diálogo. Y que luego transitó un proceso de consulta pública para recibir comentarios y aportes, a través de la página web del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, del Dialogo Social - Uruguay hacia el futuro- y en una instancia presencial específica de participación ciudadana con los mismos fines;

VIII) que en el marco de la Política Nacional de Cambio Climático y de las obligaciones contraídas por la República ante la ratificación del Acuerdo de París, el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y variabilidad formuló la Primera Contribución Determinada a nivel Nacional de Uruguay, incluyendo en esta los objetivos de mitigación a 2025 y las medidas de mitigación y adaptación que Uruguay realizará en el marco de la implementación de dicho Acuerdo;

IX) que la propuesta de Primera Contribución Determinada a nivel Nacional fue puesta en consulta pública entre el 24 de agosto y 24 de setiembre de 2017, a través de la página web del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y en varias instancias presenciales abiertas al sector privado, academia, sociedad civil organizada y ciudadanía en general;

CONSIDERANDO: I) que el cambio climático está ocurriendo a velocidad creciente, por lo que nuestro país debe profundizar las líneas de acción que viene desarrollando tanto en términos de mitigar las causas como de adaptarse a los impactos del cambio y la variabilidad climática actual, así como prepararse para los impactos futuros;

II) que siendo el cambio climático un fenómeno que atraviesa todos los aspectos de la vida y de las actividades humanas, debe enfrentarse desde una visión sistémica, de largo plazo, con

políticas que procuren el tránsito por una senda de desarrollo resiliente y con bajas emisiones de carbono y de una manera que no se amenace la producción de alimentos;

III) que la Política Nacional de Cambio Climático y la Primera Contribución Determinada a nivel Nacional resultan instrumentos claves para transitar por dicha senda de desarrollo nacional, contribuyendo a la transversalidad de la atención al cambio climático en las políticas nacionales y en las dimensiones ambiental, económica, social y cultural;

IV) que dicha Política Nacional de Cambio Climático fue considerada favorablemente y fue adoptada por el Gabinete Nacional Ambiental en su sesión del 27 de abril de 2017;

V) que dicha Primera Contribución Determinada a nivel Nacional fue considerada favorablemente y fue adoptada por el Gabinete Nacional Ambiental el 18 de octubre de 2017;

ATENTO: a lo precedentemente expuesto, y el artículo 168 numeral 4° de la Constitución de la República y por los artículos 4°, 6°, 8°, 9° y 19 de la Ley N° 17.283, de 28 de noviembre de 2000; y la Ley N° 19.439 de 17 de octubre de 2016;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase la Política Nacional de Cambio Climático que se adjunta como Anexo I al presente Decreto y es parte integrante del mismo.

Artículo 2º. Apruébase la Primera Contribución Determinada a nivel Nacional de la República que se adjunta como Anexo II al presente Decreto y es parte integrante del mismo.

Artículo 3º. Cométese al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente a presentar la Primera Contribución Determinada a nivel Nacional ante la Secretaría del Acuerdo de París.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I

República Oriental del Uruguay
Sistema Nacional Ambiental
Gabinete Nacional Ambiental
Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad.

Política Nacional de Cambio Climático.
Instrumento estratégico y programático preparado por el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y la Variabilidad, ajustado y adoptado con opinión favorable por el Gabinete Nacional Ambiental el 27 de abril de 2017.

(Objetivo general y enfoque)

Párrafo 1:

La Política Nacional de Cambio Climático (en adelante; Política) tiene como objetivo general promover la adaptación y mitigación en la República Oriental del Uruguay (en adelante: Uruguay) ante el desafío del cambio climático.

La Política debe contribuir al desarrollo sostenible del país, con una perspectiva global, de equidad intra e intergeneracional y de derechos humanos, procurando una sociedad más resiliente, menos vulnerable, con mayor capacidad de adaptación al cambio y a la variabilidad climática, y más consciente y responsable ante este desafío, promoviendo una economía de bajas emisiones de carbono, a partir de procesos productivos y servicios sostenibles ambiental, social y económicamente, que incorporan conocimiento e innovación.

La Política tiene como horizonte temporal el año 2050 y prevé su desarrollo e implementación en el corto, mediano y largo plazo, con la participación de los distintos actores de la sociedad uruguaya**…**

Párrafo 17:

Propender a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los sistemas de transporte, a través del aumento de la eficiencia y la combinación de fuentes de energía, modos y tecnologías de menores emisiones de gases de efecto invernadero, aprovechando los aspectos de infraestructura, territorio, logística y otras condiciones favorables.

Líneas de Acción:

i. Mejorar la calidad y eficiencia de los sistemas de transporte público y movilidad urbana, fomentando el transporte activo, la multimodalidad, y el transporte público sobre el particular, tendiendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

ii. Impulsar el uso de medios y/o vehículos de transporte de carga con menor intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad transportada, incluido el carretero, ferroviario y fluvial.

iii. Aumentar la participación de vehículos eléctricos, híbridos y con otras tecnologías bajas en emisiones de gases de efecto invernadero, en los distintos subsectores de la cadena del transporte, así como también la proporción de etanol y biodiesel que se utilizan en los combustibles vehiculares.

iv. Promover la articulación entre los sistemas de transporte, los instrumentos de planificación ordenamiento territorial y el diseño de infraestructuras, procurando una mejora en la eficiencia y una reducción en las emisiones de carbono en las actividades de transporte.

v. Desarrollar instrumentos normativos y financieros que promuevan sistemas de transporte de bajas emisiones de carbono.

Párrafo 18:

Profundizar la diversificación de la matriz energética en fuentes de baja intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero y extender la promoción de la eficiencia y el uso responsable de la energía.

Líneas de Acción:

i. Promover estrategias que permitan mantener la participación de las energías renovables en la matriz energética eléctrica, en particular mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en la gestión de fuentes de potencia variable.

ii. Profundizar la participación de energías renovables y otras fuentes limpias en la matriz energética.

iii. Profundizar la promoción de la eficiencia energética en los sectores industrial, comercial, construcción, servicios y residencial a través de instrumentos como el etiquetado que incorporen información sobre los niveles de emisión de gases de efecto invernadero**…**

Decreto N° 327/017- Exhorta a UTE a admitir los certificados de componente nacional de la inversión vinculados a los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable.

De 20 de noviembre de 2017, publicado en D.O. el 27 de noviembre de 2017- Exhorta a UTE a admitir los certificados de componente nacional de la inversión vinculados a los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable.

VISTO: El procedimiento de certificación de componente nacional de la inversión en proyectos de adquisición de energía eléctrica de fuente renovable.

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 78/016 de 14 de marzo de 2016, exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas a admitir certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industrias del Uruguay, vinculados a contratos promovidos por el Poder Ejecutivo para la adquisición de energía eléctrica de fuente renovable, y a sus ampliaciones;
II) Que se entiende conveniente extender la exhortación para otros contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable celebrados por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas;

CONSIDERANDO: Que corresponde ampliar la exhortación realizada por el Decreto No. 78/016 de 14 de marzo de 2016;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas a admitir los certificados de componente nacional de la inversión expedidos por la Cámara de Industrias del Uruguay, vinculados a contratos de compraventa de energía eléctrica de fuente renovable que no se encuentran incluidos en el artículo 1 del Decreto No. 78/016 de 14 de marzo de 2016.

Artículo 2º. A los efectos del pago del precio de la energía adquirida en ejecución de los contratos comprendidos en el artículo 1, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas considerará el valor de componente nacional de la inversión que surja del certificado preliminar emitido por la Cámara de Industrias del Uruguay.
Para el cálculo del precio se considerará la fecha en que fue expedido el referido certificado preliminar.
El certificado preliminar tendrá validez hasta que sea expedido el certificado definitivo por la Cámara de Industrias del Uruguay.
Una vez expedido el certificado definitivo se realizarán las reliquidaciones del precio de la energía que correspondiere de acuerdo a dicho certificado.

Artículo 3º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 332/017- Exhorta a UTE a instrumentar un beneficio comercial, que consistirá en un descuento mensual del gasto total de energía eléctrica sin IVA, para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos entre noviembre 2017 y marzo 2018.

De 21 de noviembre de 2017, publicado en D.O. el 5 de diciembre de 2017- Exhorta a UTE a instrumentar un beneficio comercial, que consistirá en un descuento mensual del gasto total de energía eléctrica sin IVA, para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos entre noviembre 2017 y marzo 2018.

VISTO: La conveniencia de promover la utilización de energía eléctrica en la actividad de riego con fines productivos.

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de fuente renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional;
II) Que en la actualidad existen, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de promoción de actividades consideradas beneficiosas para el incremento de la competitividad de sectores productivos de la economía nacional;
III) Que el consumo interno de excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el sector productivo es una alternativa que se valora positivamente;
IV) Que la actividad de riego se considera una práctica que mejora la competitividad de varios sectores productivos agrícolas de la economía uruguaya;
V) Que el costo que representa la utilización de energía eléctrica por parte de los regantes constituye un gasto significativo dentro de su estructura de costos;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de la política energética y de desarrollo productivo;
II) Que se entiende conveniente implementar un beneficio que reduzca el costo de energía eléctrica de los consumidores regantes en el periodo comprendido entre noviembre - marzo, a través de una directiva del Poder Ejecutivo a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);
III) Que la medida promoverá el desarrollo de la actividad de riego en sectores que la tienen como práctica extendida y en sectores productivos en los que tiene un desarrollo incipiente;
IV) Que se considera que la nueva medida no tendrá un impacto financiero negativo significativo en el desempeño de UTE.

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un beneficio comercial para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, en el período comprendido entre noviembre 2017 - marzo 2018. El beneficio comercial consistirá en un descuento mensual del 15% del gasto total de energía eléctrica sin IVA.

Artículo 2°. Comuníquese y publíquese

Decreto N° 386/017- Apruébase el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 deberá pagar a UTE.

De 28 de diciembre de 2017, publicado en D.O. el 11 de enero de 2017- Se aprueba el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 deberá pagar a UTE.

VISTO: Los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 promovió la celebración de contratos de compraventa de energía entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica;
II) Que los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012 encomendaron a la Dirección Nacional de Energía calcular y elevar al Poder Ejecutivo el precio de la energía que el Consumidor Industrial deberá pagar a UTE, en oportunidad de cada ajuste del pliego tarifario de UTE;

CONSIDERANDO: I) Que se ha aprobado el Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) Que regirá a partir del 1º de enero de 2018;
II) Que la Dirección Nacional de Energía ha elevado el cálculo del ajuste de acuerdo al procedimiento estipulado en el Anexo I del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto-Ley No. 14.694 del 1º de setiembre de 1977, el Decreto-Ley No. 15.031 del 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 del 17 de junio de 1997, el artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, y el Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012; y lo informado por la Dirección Nacional de Energía;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Apruébase el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 deberá pagar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y que regirá a partir de la fecha de aprobación de este decreto, según la siguiente tabla:

Consumidor industrial:	Conectado en 6,4-15-22 kV	conectado en 31,5kV	conectado en 63 kV	conectado en 150 kV
Cargo por Energía ($ / kWh)	1,654	1,613	1,613	1,594
Cargo por Potencia ($ / kW máximo mensual contratado, en horas Punta y Llano)	260,0	0	0	0
Cargo por Potencia ($ / kW contratado en horas Punta)	0	142,0	92,2	77,0
Cargo por Potencia ($ / kW contratado en				

horas Llano)	0	86,0	58,5	57,7
Cargo por Potencia ($ / kW contratado en horas Valle)	0	22,0	22,0	18,3
Cargo de Transición Unitario ($ / kW)	217,0	212,3	227,7	214,4
Cargo Fijo mensual ($ / mes)	11.713	11.713	11.713	11.713

A los precios indicados se les deberá adicionar el IVA correspondiente.

Artículo 2°. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 388/017- Aprueba el presupuesto de la ADME

De 28 de diciembre de 2017, publicado en D.O. el 11 de enero de 2018- Aprueba el presupuesto de la ADME.

VISTO: el proyecto de presupuesto para el ejercicio 2017 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación.

RESULTANDO: I) que por el artículo 4 de la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) que el artículo 10 de la mencionada ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;

III) que por Decreto N° 395/007 de 24 de octubre de 2007 se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

CONSIDERANDO: I) que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 125.881.492 (pesos uruguayos ciento veinticinco millones ochocientos ochenta y un mil cuatrocientos noventa y dos) para la totalidad del año 2017;

II) que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 4,625 por MWh (pesos uruguayos cuatro con seiscientos veinticinco milésimos por MWh) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 11.176.000 MWh durante el año 2017;

ATENTO: a lo expuesto precedentemente;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2017 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2017	$	%
Retribuciones Personales Totales	31.720.388	25,20%
Gastos de Funcionamiento	8.540.984	6,78%
Gastos de Funcionamiento - Contrato	80.820.120	64.20%
Inversiones	4.800.000	3,81%
TOTAL PRESUPUESTO 2017	125.881.492	100%

Artículo 2º. Fíjase el monto de la Tasa de Despacho Nacional de Cargas en $ 4,625/MWh (pesos uruguayos cuatro con seiscientos veinticinco milésimos por MWh) a regir a partir del 1° de enero de 2017.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 135/018- Exhórtase a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales localizadas en territorio nacional que incrementen el volumen físico exportado.

De 7 de mayo de 2018, publicado en D.O. el 15 de mayo de 2018- Se exhorta a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales localizadas en territorio nacional que incrementen el volumen físico exportado.

VISTO: La conveniencia de promover el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial implementando una medida que incentive el incremento del volumen físico exportado de las empresas del sector industrial;

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional;
II) Que existen, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento de la industria nacional;
III) Que se dan las condiciones para otorgar un beneficio en el costo de la energía eléctrica de las empresas industriales que incrementen el volumen físico exportado;

CONSIDERANDO: I) Que siendo competencia del Poder Ejecutivo la definición de las políticas energéticas e industriales, se entiende conveniente implementar un instrumento promocional a través de una directiva a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) orientado a mejorar la competitividad de las empresas industriales;
II) Que la medida promoverá el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial a través de un incentivo al incremento del volumen físico exportado por las empresas del sector industrial;
III) Que se considera que la nueva medida no tendrá un impacto financiero negativo significativo en el desempeño de UTE;

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto por la Ley No. 18.597 del 21 de setiembre de 2009;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales localizadas en territorio nacional que incrementen el volumen físico exportado, con excepción de las empresas industriales alcanzadas por la Ley No. 15.921 de 17 de diciembre de 1987 y sus modificativas. Podrán acceder suscritores de UTE categorizados como industriales según su giro principal, Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV.
Artículo 2º. El beneficio estará asociado al aumento en un trimestre del volumen físico comercializado al mercado externo. El mismo consistirá en un descuento en la facturación del cargo de energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados a la empresa, que será efectuado por UTE posteriormente a la evaluación que realice el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de cada trimestre que sea considerado.
Artículo 3º. Dicho beneficio podrá ser otorgado por un período inicial de hasta cuatro trimestres, el cual podrá ser prorrogado por otro período de igual término siempre que se cumplan las condiciones que establezca el MIEM. Una vez finalizado el primer período del beneficio y el de la prórroga si corresponde, el consumidor industrial deberá presentar ante el MIEM la documentación que sea requerida a los efectos de validar la información presentada.
Artículo 4º. El MIEM determinará, las condiciones del programa de beneficios, el mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones. Entre otras condiciones se incluirán los requisitos para ser considerado, y la metodología en base a la cual se evaluarán las variaciones del volumen físico exportado para el otorgamiento del beneficio. El MIEM remitirá un informe a UTE indicando quienes califican para ser incluidos en el programa de beneficios, y asimismo, cuál es el porcentaje de beneficio que le corresponda a cada empresa beneficiaria luego de la evaluación de la variación del volumen físico exportado en cada trimestre considerado.
Artículo 5º. El presente programa de beneficios no podrá ser usufructuado en forma simultánea con los beneficios promovidos por el Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015 y el Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017.
Artículo 6º. El no cumplimiento por parte de la empresa de los compromisos asumidos al ampararse a los beneficios promovidos por el presente decreto podrá ser considerado como causal de exclusión de futuros beneficios impulsados por el MIEM.
Artículo 7º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 170/018- Exhórtase a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales con al menos un año de operación a la fecha de aprobación del presente decreto

De 4 de junio de 2018, publicado en D.O. el 9 de octubre de 2018- Se exhorta a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales con al menos un año de operación a la fecha de aprobación del presente decreto.

VISTO:La conveniencia de promover un programa de beneficios similar al establecido por los decretos: Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015, Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017, y Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018;

RESULTANDO: I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional;

II) Que en la actualidad existen, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento de la industria nacional;

III) Que asimismo se entiende conveniente continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria con la implementación de medidas de eficiencia energética;

IV) Que del análisis del alcance de los decretos mencionados surgió que existen importantes sectores industriales con un gasto de energía eléctrica importante en su estructura de costos que no quedaron comprendidos en las medidas promocionales;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas energética e industrial;

II) Que se entiende conveniente implementar un nuevo instrumento promocional a través de una directiva a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) Similar al establecido en los decretos: Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015, Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017 y Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018;

III) Que la medida promoverá el aprovechamiento de capacidad de producción industrial ociosa;

IV) Que se considera que la nueva medida no tendrá un impacto financiero negativo significativo en el desempeño de UTE;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas o establecimientos industriales con al menos un año de operación a la fecha de aprobación del presente decreto.

Podrán acceder suscritores de UTE categorizados como industriales en el giro principal según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV, con un gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE que represente un valor mayor o igual al 2% (dos por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual.

Artículo 2°. El beneficio estará asociado al mantenimiento o aumento de la producción física y consistirá en un descuento en la facturación mensual del cargo por energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales.

Artículo 3°. El potencial beneficiario deberá presentar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM):

I.) Estados contables uniformes con el detalle de información necesaria para poder calcular el ratio gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE sobre VBP anual.

II.) En caso que corresponda, documentación que acredite la implementación de medidas de eficiencia energética durante el año base, o con posterioridad al mismo, y los ahorros energéticos mensuales avalados por un agente certificador de ahorro de energía inscripto en el registro del MIEM de conformidad con el Decreto No. 317/015 de 30 de noviembre 2015.

El MIEM remitirá un informe a UTE indicando quienes califican para ser incluidos en el programa de beneficios.

Artículo 4°. UTE aplicará el porcentaje de bonificación mensualmente, comparando el consumo de energía eléctrica del mes corriente con el consumo de energía eléctrica del mismo mes del año base, ajustado por los ahorros energéticos derivados de medidas de eficiencia energética. Se considerará como año base el 2017.

Para empresas o establecimientos que hayan iniciado su actividad en el año 2017, la comparación se realizará respecto al año móvil finalizado el mes anterior a la aprobación del presente decreto.

Artículo 5°. Aquellas empresas que realicen medidas de eficiencia energética durante el período de vigencia del beneficio deberán comunicarlo al MIEM y presentar el proyecto respectivo especificando la fecha de implementación y los ahorros energéticos mensuales avalados por un agente certificador de ahorro de energía inscripto en el registro del MIEM.

Artículo 6°. El beneficio será suspendido automáticamente en caso que el beneficiario registre en su consumo de energía eléctrica tres bajas mensuales consecutivas o cinco bajas mensuales en el período anual inicial o en el período de prórroga, de acuerdo a las condiciones que establezca el MIEM.

Artículo 7°. El plazo máximo de usufructo del beneficio será de doce meses y podrá ser prorrogado por igual plazo si se cumplen con las condiciones que establezca el MIEM.

En ningún caso el plazo conjunto de usufructo de beneficios derivados del presente decreto y la aplicación del Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017 será superior a veinticuatro meses, considerando el plazo inicial y la prórroga.

Artículo 8°. El programa de beneficios no podrá ser usufructuado en forma simultánea con los beneficios otorgados al amparo de los decretos: Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015, Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017, y Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018.

Artículo 9°. El MIEM determinará, entre otros requisitos, las condiciones del programa de beneficios, el mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones.

Artículo 10°. Finalizado el plazo del beneficio el consumidor industrial deberá presentar ante el MIEM toda la información relacionada con la implementación del mismo.

Artículo 11. El incumplimiento de los compromisos asumidos al ampararse al programa de beneficios podrá ser considerado como causal de exclusión de futuros beneficios impulsados por el MIEM.

Artículo 12. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 264/018- Exhórtase a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para suscritores de UTE categorizados de acuerdo a instructivo que emita el MIEM

De 27 de agosto de 2018, publicado en D.O. el 3 de setiembre de 2018- Se exhorta a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para suscritores de UTE categorizados de acuerdo a instructivo que emita el MIEM.

VISTO: La conveniencia de promover un programa de beneficios para las empresas con un peso significativo del costo de energía eléctrica en su estructura de costos, con un factor de utilización de la capacidad de transporte y distribución del sistema eléctrico fuera de punta superior que el de su categoría tarifaria y que asuman el compromiso de mantener o aumentar los puestos de trabajo empleados;

RESULTANDO**:** I) Que como consecuencia de la política energética impulsada por el Poder Ejecutivo, la generación de origen renovable ha experimentado un extraordinario desarrollo y se ha robustecido la matriz energética nacional;

II) Que en la actualidad existen, en determinados momentos, excedentes de generación de energía eléctrica de fuente renovable en relación con la demanda interna de energía eléctrica, lo que ofrece oportunidades para implementar políticas sectoriales de fomento de la industria nacional;

III) Que asimismo se entiende conveniente incentivar una mejor utilización de la capacidad de transporte y distribución del sistema eléctrico en el tramo horario fuera de punta;

IV) Que existe una coyuntura adversa para el sector industrial competitivo con los países de la región, la cual merece especial atención para mantener y aumentar los puestos de trabajo;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas energética, industrial y laboral;

II) Que se entiende conveniente implementar un nuevo instrumento promocional a través de una directiva a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

III) Que la medida promoverá un aprovechamiento más racional de las capacidades de transporte y distribución del sistema eléctrico en el tramo horario fuera de punta;

IV) Que la medida promoverá el mantenimiento y eventual aumento de los puestos de trabajo empleados para grandes consumidores de energía eléctrica con un peso significativo del costo de la energía eléctrica en su estructura de costos en la actual coyuntura;

V) Que se considera que la nueva medida no tendrá un impacto financiero significativo en el desempeño de UTE;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para suscritores de UTE categorizados de acuerdo al instructivo que emita el MIEM, con un gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE que represente un valor mayor o igual al 5% (cinco por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual, y que se encuentren comprendidos en las categorías tarifarias Gran Consumidor en todos los niveles de tensión del pliego tarifario de UTE (GC1, GC2, GC3, GC4 y GC5). Serán de aplicación exclusiva para acceder al beneficio los suministros de la empresa comprendidos en las categorías citadas.

Artículo 2°. El beneficio estará asociado al mantenimiento o aumento de los puestos de trabajo en un trimestre por parte de la empresa y a tener algún suministro en la categoría tarifaria Gran Consumidor del pliego tarifario de UTE con un factor de utilización fuera de punta mayor al de su categoría tarifaria en el mismo tramo horario. El mismo consistirá en un descuento en la facturación del cargo de energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados a la empresa, que será efectuado por UTE posteriormente a la evaluación que realice el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de cada trimestre que sea considerado.

Artículo 3°. El potencial beneficiario deberá presentar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM):

I.) Estados contables uniformes con el detalle de información necesaria para poder calcular el ratio gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE sobre VBP anual.

II.) Registro fehaciente de mantenimiento de puestos de trabajo (Plantilla de trabajo BPS, MTSS, y recibos de pago)

III.) Identificación del o los suministros de la empresa comprendidos en las categorías tarifarías GC1, GC2, GC3, GC4 o GC5 a ser considerados a los efectos de la aplicación del presente beneficio.

Artículo 4°. El MIEM calculará el porcentaje de bonificación en forma trimestral considerando los siguientes criterios:

* Cociente entre el factor de utilización fuera de punta del suministro y el factor de utilización fuera de punta de la categoría tarifaria del suministro mayor que uno. El factor de utilización se calculará considerando la potencia facturada en el tramo horario mencionado. El período de tiempo del cálculo del factor de utilización del suministro será el trimestre evaluado a los efectos del otorgamiento del beneficio y el período de tiempo del cálculo del factor de utilización de la categoría tarifaria será el año 2017.

* Criterio asociado al nivel de empleo.

Artículo 5°. El MIEM determinará, las condiciones del programa de beneficios, el mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones. Entre otras condiciones se incluirán los requisitos para ser considerado, y la metodología en base a la cual se evaluará los criterios mencionados en el artículo anterior para el otorgamiento del beneficio. El MIEM remitirá un informe a UTE indicando quienes califican para ser incluidos en el programa de beneficios, y asimismo, cuál es el porcentaje de beneficio que le corresponda a cada empresa beneficiaria en cada trimestre luego de la evaluación realizada.

Artículo 6°. Dicho beneficio podrá ser otorgado por un período inicial de hasta cuatro trimestres, el cual podrá ser prorrogado por otro período de igual término siempre que se cumplan las condiciones que establezca el MIEM. Una vez finalizado el primer período del beneficio y el de la prórroga si corresponde, el suscritor deberá presentar ante el MIEM la documentación que sea requerida.

Artículo 7°. El programa de beneficios no podrá ser usufructuado en forma simultánea con los beneficios otorgados al amparo de los decretos, Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015, Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017, Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018 y el aprobado el 4 de junio de 2018.

Artículo 8°. El incumplimiento de los compromisos asumidos al ampararse al programa de beneficios podrá ser considerado como causal de exclusión de futuros beneficios impulsados por el MIEM.

Artículo 9°. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 276/018- Aprueba el presupuesto de la ADME

De 3 de setiembre de 2018, publicado en D.O. el 11 de setiembre de 2018- Aprueba el presupuesto de la ADME.

VISTO: el proyecto de presupuesto para el ejercicio 2018 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación;

RESULTANDO: I) que por el artículo 4 de la Ley 16.832 de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) que el artículo 10 de la mencionada ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;

III) que por Decreto N° 395/007 de 24 de octubre de 2007 se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas.

CONSIDERANDO: I) que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 131.421.614 (pesos uruguayos ciento treinta y un millones cuatrocientos veintiún mil seiscientos catorce) para la totalidad del año 2018;

II) que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 4,864 por MWh (pesos uruguayos cuatro con ochocientos sesenta y cuatro por MWh) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 11.248.000 MWh durante el año 2018;

ATENTO: a lo expuesto precedentemente;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2018 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2018	$	%
Retribuciones Personales Totales	**34.627.775**	**26,35%**
Gastos de Funcionamiento	**8.693.745**	**6,62%**
Gastos de Funcionamiento - Contrato	**82.980.094**	**63,14%**
Inversiones	**5.120.000**	**3,90%**
TOTAL PRESUPUESTO 2018	**131.421.614**	**100%**

Artículo 2º.- Fíjase el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas en $ 4,864/MWh (pesos uruguayos cuatro con ochocientos sesenta y cuatro centésimos por MWh) a regir a partir del 1º de enero de 2018.

Artículo 3º.- Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 298/018- Encomiéndase la elaboración de una primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro para atender la mejora de la calidad de sus aguas, la que se denominará: Iniciativa para el Río Negro

De 18 de setiembre de 2018, publicado en D.O. el 24 de setiembre de 2018- Se encomienda la elaboración de una primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro para atender la mejora de la calidad de sus aguas, la que se denominará: Iniciativa para el Río Negro.

VISTO: La necesidad de establecer medidas para mejorar la calidad de agua de la Cuenca del Río Negro, que forma parte de la Cuenca del Río Uruguay;

RESULTANDO: I) Que el Río Negro y su cuenca hidrográfica son considerados estratégicos dado la importancia que revisten a nivel nacional por sus valores ambientales, sociales y productivos;

II) Que la Cuenca del Río Negro es asiento de las tres principales represas hidroeléctricas de carácter nacional operadas por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, que es fuente de agua potable de las poblaciones emplazadas en su territorio, particularmente importante para la Administración de las Obras Sanitarias del Estado;

III) Que asimismo en ella se localizan importantes poblaciones y emprendimientos productivos, agropecuarios, industriales, mineros y turístico y tiene gran relevancia histórica, cultural y social;

IV) Que la Cuenca del Río Negro se caracteriza por la presencia de diversos ecosistemas: fluviales, pastizales, humedales y de monte nativo, que dan sustento a una fauna rica en especies y, cuyos bienes y servicios han pautado su desarrollo;

V) Que el estado de la Cuenca del Río Negro y de sus recursos hídricos ha sido objeto de consideración del Consejo Regional de Recursos Hídricos para la Cuenca del Río Uruguay;

VI) Que en la cuenca del Río Negro se verifica un proceso de intensificación de actividades humanas y productivas, tanto agrícolas, ganaderas y forestales, como industriales, de infraestructura y de servicios, que aumentan la presión sobre los ecosistemas en general y particularmente sobre la calidad de las aguas;

VII) Que el conocimiento de los recursos hídricos de la cuenca y su dinámica ha sido objeto de estudios por parte de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), para la instalación y operación de las represas hidroeléctricas y aun hoy se genera y gestiona la información para la gestión de la producción hidroeléctrica.

VIII) Que el conocimiento del estado de la calidad de las aguas del Río Negro y de los factores que determinan su deterioro ha sido preocupación de la Dirección Nacional de Medio Ambiente que desde el año 2009 realiza su monitoreo y evaluación, así como ha promovido estudios sobre el tema; y que, el Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca ha tomado medidas para la protección de los suelos y el agua, así como ha buscado controlar el mal uso de agroquímicos a través de sus direcciones de Recursos Naturales Renovables y de Servicio Agrícolas;

IX) Que la situación existente en la Cuenca del Río Negro y los nuevos emprendimientos que buscan localizarse en ella; requiere que se tomen medidas de prevención y gestión ambiental, particularmente enfocadas a proteger integralmente sus recursos hídricos, para favorecer en ella un desarrollo económico, social y ambiental que sea sostenible;

X) Que la situación de la Cuenca del Río Negro ha sido motivo de consideración del Consejo Regional de Recursos Hídricos del Río Uruguay en el que se aprobó recomendar la preparación de un plan para la Cuenca del Río Negro que incluya medidas para la “promoción de buenas prácticas agrícolas” la “protección, recuperación y restauración de zonas de amortiguación como

bosques ribereños y humedales", el "monitoreo de los embalses con riesgo de eutrofización y de presentar Bloom tóxico", y recomendó asimismo la articulación y comunicación de las Instituciones presentes en la cuenca, así como recomendó el desarrollo de la investigación sobre la calidad de las aguas y factores causa de su degradación; y que el Plan de la Cuenca se encuentra en proceso de elaboración, una versión borrador fue presentada en sesión de diciembre de 2017;

XI) Que atento a la situación de la Cuenca del Río Negro y de la presión existente sobre la calidad de sus aguas, el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, de acuerdo a las competencias que le otorga las leyes, Ley No. 17283 de 28 de noviembre de 2000 (Ley General de Protección del Ambiente), y Ley No. 18610 de 2 de octubre de 2009 (Ley de Política Nacional de Aguas), considera estratégico disponer de una primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro con medidas de acción específicas tendientes a prevenir y controlar los procesos de deterioro ambiental y de la calidad de las aguas de la Cuenca a la cual se denomina: "Iniciativa para el Río Negro";

CONSIDERANDO: I) Que el Artículo 47 de la Constitución Vigente de la República y la Ley No. 18.610 de 2 de octubre de 2009, establecen como principal herramienta de la política nacional de aguas a la planificación de los recursos hídricos a escala nacional, regional y local y, teniendo en cuenta que la Ley No. 17.283 de 28 de noviembre de 2000 (Ley General de Protección del Ambiente) establece en su Artículo 1 literal A, que es "de interés general la protección del ambiente, de la calidad del aire, del agua, del suelo y del paisaje" y que en su Artículo 8° indica que "corresponde al Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, la coordinación exclusiva de la gestión ambiental integrada del Estado y de las entidades públicas en general";

II) Que asimismo por Decreto del Poder Ejecutivo Decreto No. 172/016, de 6 de junio de 2016, reglamentario de la Ley No. 19.355 de 19 de diciembre de 2015, fue creado el Sistema Nacional Ambiental y el Gabinete Nacional Ambiental, presidido por el Presidente de la República e integrado por los ministros de: Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Ganadería Agricultura y Pesca, Economía y Finanzas, Defensa Nacional e Industria, Energía y Minería, Salud Pública, y la Secretaría Nacional de Ambiente, Agua y Cambio Climático, de la Presidencia de la República, con el cometido de "fortalecer, articular y coordinar las políticas públicas nacionales en los temas de ambiente, agua y cambio climático" y que este Gabinete cuenta con una Secretaría de Ambiente, Agua y Cambio Climático para tal fin;

III) Que los avances en las consideraciones y recomendaciones para la planificación de la Cuenca del Río Negro verificados en el seno del Consejo Regional de Recursos Hídricos del Río Uruguay, así como en la posibilidad de elaboración de planes regionales y departamentales de ordenamiento territorial, de acuerdo con el Artículo 8 de la Ley No. 18308 del 18 de junio de 2008 (Ley de Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible);

IV) Que las Comisiónes de Cuenca o Acuíferos se deberán conformar por disposición del Consejo Regional de Recursos Hídricos respectivo, a iniciativa de cualquiera de sus miembros;

V) Que compete a los miembros de los Consejos Regionales de Recursos Hídricos colaborar activamente en la formulación y ejecución de los planes de cuenca, conforme al Artículo 2 y 9 del Decreto No. 258/013 de 21 de agosto de 2013;

VI) Que en consecuencia, se considera prioritario definir como primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro la Iniciativa para el Río Negro como el conjunto articulado de medidas de acción para la prevención, protección y recuperación del deterioro de sus cuerpos y cursos de agua que permita detener y revertir el proceso de deterioro de la calidad de sus aguas, a la vez que se mejore y avance en el conocimiento de las causas que contribuyen a ese proceso. Este conjunto de medidas serán evaluadas integralmente, incluyendo los aspectos económicos y sociales;

VII) Que asimismo se considera necesario promover la creación de la Comisión de Cuenca del Río Negro y generar una capacidad interinstitucional para la coordinación ejecutiva de la Iniciativa para el Río Negro;

VIII) Que corresponderá a la Comisión de la Cuenca del Río Negro que se propone crear, la consideración, análisis y recomendación para la aprobación de la Iniciativa para el Río Negro como primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro, atendiendo a las medidas estratégicas emanadas del Consejo Regional de Recursos Hídricos del Río Uruguay y considerando aquellas que se desprendan de los avances en el conocimiento de las causas del deterioro de la calidad de sus aguas;

ATENTO: A lo precedentemente expuesto y a lo dispuesto por el Decreto-Ley No. 14.859, de 15 de diciembre de 1978, por la Ley No. 17.283, de 28 de noviembre de 2000, por la Ley No. 18.610, de 2 de octubre de 2009, por la Ley No. 18.308 de 18 junio de 2008 y modificativas, por el Decreto No. 253/979 de 9 de mayo de 1979 y por el Decreto No. 258/013, de 21 de agosto de 2013 y sus modificativos;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. (Plan de Cuenca). Encomiéndase la elaboración de una primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro para atender la mejora de la calidad de sus aguas, la que se denominará: Iniciativa para el Río Negro, por el cual se formulen acciones para prevenir, controlar, detener y revertir el proceso de deterioro de la calidad de las aguas del Río Negro y sus tributarios y en particular los asociados a los procesos de eutrofización.

Artículo 2º. (Objetivo). La Iniciativa para el Río Negro tendrá por objetivo generar el conocimiento y establecer el conjunto de medidas para prevenir, controlar, detener y revertir el proceso de deterioro de la calidad de las aguas de la Cuenca del Río Negro. Este insumo constituye la primera etapa en la planificación del desarrollo sustentable de la Cuenca, considerando los usos múltiples, y la protección de los ecosistemas, promoviendo un modelo de gestión integral del recurso hídrico, que permita adelantarse a los cambios generados como resultado de nuevos desarrollos productivos y de la variabilidad y el cambio climático.

Artículo 3º. (Ejes estratégicos). La Iniciativa para el Río Negro se estructurará tomando en

consideración los ejes estratégicos propuestos por el Consejo Regional del Río Uruguay y aquellos que surjan del proceso de análisis científico que aporte la investigación y el desarrollo del conocimiento.

Artículo 4º. (Comité de Coordinación Ejecutivo). Crease el Comité de Coordinación Ejecutiva para la elaboración, consulta y coordinación de la ejecución y seguimiento de la Iniciativa para el Río Negro, integrado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), y el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), que lo presidirá. La Secretaría Nacional de Ambiente, Agua y Cambio Climático actuará en apoyo, en la articulación y coordinación interinstitucional para la preparación y ejecución del Plan. El Comité de Coordinación Ejecutiva convocará a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, (UTE) y Administración de las Obras Sanitarias del Estado, (OSE) cuando se traten asuntos que las involucren. Para la siguiente etapa del Plan de la Cuenca se ampliará su integración por resolución del Presidente de la República.

Artículo 5º. (Plazo). El Comité de Coordinación Ejecutivo dispondrá de un plazo de 3 meses para la elaboración de la Iniciativa para el Río Negro orientado a proteger la calidad del agua de la Cuenca.

Artículo 6º. (Comisión de Cuenca). Propóngase al Consejo Regional del Río Uruguay la creación de la Comisión de Cuenca del Río Negro para aportar a la gestión integrada de los recursos hídricos de la cuenca y analizar, recomendar y dar seguimiento a la Iniciativa para el Río Negro como primera etapa del Plan de la Cuenca del Río Negro.

Artículo 7º. (Informes y seguimiento). El Comité de Coordinación Ejecutiva informará a la Comisión de Cuenca del Río Negro el conjunto de medidas propuestas para la iniciativa del Río Negro, y para los sucesivos planes, recibirá sus aportes y realizara los ajustes a los planes y a su ejecución, según entienda corresponde.

Artículo 8º. Comuníquese, etc.

Decreto N° 299/018- Exhórtase a UTE a que los bienes y servicios destinados a la expansión o ampliación de su parque generador de energía eléctrica, cualquiera sea el procedimiento jurídico utilizado, tengan incorporado el componente nacional, de acuerdo a los criterios que establezca el MIEM.

De 24 de setiembre de 2018, publicado en D.O. el 1° de octubre de 2018- Se exhorta a UTE a que los bienes y servicios destinados a la expansión o ampliación de su parque generador de energía eléctrica, cualquiera sea el procedimiento jurídico utilizado, tengan incorporado el componente nacional, de acuerdo a los criterios que establezca el MIEM.

VISTO: La conveniencia de continuar con la incorporación de componente nacional en los parques de generación eléctrica;

RESULTANDO: I) Que la incorporación de energías renovables en el país se ha realizado de manera coordinada con el fomento del desarrollo de bienes y servicios de la industria nacional asociada a la inversión respectiva;

II) Que asimismo se comenzó el proceso de desarrollo de componente nacional para la expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional;

III) que similar proceso puede realizarse en cada oportunidad que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) decida expandir su parque de generación de energía eléctrica;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de las políticas en el sector de la energía y la industria;

II) Que existe una valoración positiva sobre la incorporación de componente nacional en los parques de generación de energía eléctrica de fuente renovable no convencional, y la expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del sistema interconectado nacional;

III) Que se considera conveniente continuar con la incorporación de componente nacional asociado a la inversión para la expansión del parque generador de energía eléctrica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

IV) Que dichos criterios de incorporación de componente nacional de la inversión dependerán del tipo de fuente de generación de energía así como de la situación actual de proveedores nacionales al momento de la publicación del pliego;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

ARTÍCULO 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a que los bienes y servicios destinados a la expansión o ampliación de su parque generador de energía eléctrica, cualquiera sea el procedimiento jurídico utilizado, tenga incorporado el componente nacional, de acuerdo a los criterios que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

ARTÍCULO 2º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) previo a la aprobación de cada pliego licitatorio, resolución de compra directa o de cualquier otro procedimiento de contratación para la instalación de nuevas centrales de generación o ampliación de las existentes, consultará al Ministerio de Industria, Energía y Minería sobre los criterios de componente nacional que tendrá que integrar la inversión, según lo expresado en el considerando cuatro del presente acto administrativo.

ARTÍCULO 3º. El Ministerio de Industria, Energía y Minería informará a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) los criterios de incorporación de componente nacional para la expansión del parque de generación, en un plazo máximo de 60 días desde recibida la consulta.

ARTÍCULO 4º. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 64/019- Se aprueban los cargos por el uso de la Red de Interconexión de Trasmisión, de Subtrasmisión y cargos por Potencia Excedentaria

De 25 de febrero de 2019, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2019- Se aprueban los cargos por el uso de la Red de Interconexión de Trasmisión, de Subtrasmisión y cargos por Potencia Excedentaria.

VISTO: La necesidad de actualizar los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica fijados por el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015;

RESULTANDO: I) Que el Poder Ejecutivo fijó la remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica;

II) Que el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015 aprobó la metodología de cálculo de los cargos de Transmisión y Subtrasmisión;

III) Que en base a dicha metodología de cálculo la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó el cálculo de los cargos de Trasmisión y de Subtrasmisión correspondientes al año 2018;

CONSIDERANDO: I) Que corresponde actualizar los cargos por uso del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica fijados por el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015;

II) Que a efectos de mitigar el aumento producido por la incorporación extraordinaria de activos físicos al Sistema Interconectado Nacional se realizará, únicamente en el período considerado en el Anexo III, una aplicación gradual de la actualización;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997 y el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Apruébanse los cargos por el uso de la Red de Interconexión de Trasmisión y cargos por Potencia Excedentaria indicados en el Anexo I de este decreto, aplicables a:

a. el Distribuidor;

b. los Grandes Consumidores conectados en tensiones de 500 kV y 150 kV;

c. los contratos de exportación y las exportaciones ocasionales que extraen potencia de la red de Trasmisión;

d. los Generadores y los Autoproductores, siempre que en ambos casos se encuentren conectados en tensiones de 500 kV y 150 kV, en su rol de Participantes Consumidores.

Artículo 2º. Apruébanse los cargos por el uso de la Red de Interconexión de Subtrasmisión y cargos por Potencia Excedentaria indicados en el Anexo II de este decreto, aplicables a:

a. los consumidores conectados en tensiones de 63 kV y 31,5 kV que optaron por ser clientes libres definidos como Grandes Consumidores en el artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto No. 276/002 del 28 de junio de 2002;

b. los Generadores y los Autoproductores, siempre que en ambos casos se encuentren conectados en tensiones de 63 kV y 31,5 kV, en su rol de Participantes Consumidores.

Artículo 3º. Los cargos de los artículos 1º y 2º se aplicarán de modo gradual de acuerdo a la indicada en el Anexo III de este decreto. Cumplido el periodo considerado en el Anexo III los cargos que correspondan se aplicarán regularmente.

Artículo 4º. En lo no previsto en los artículos anteriores de modo expreso se aplicará el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015.

Artículo 5º. El presente decreto regirá a partir del día de su publicación en el Diario Oficial, y los cargos aprobados regirán hasta que se aprueben los cargos que los sustituyan.

Artículo 6º. Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I: Cargos de Trasmisión

Estos cargos se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración anual del Sistema de Trasmisión.

Cargos de peajes ($/kW.mes)	2018
En 500 kV	
Cargo Pmax	95,05
En 150 kV	
Cargo Pp	230,02
Cargo (Pfp - Pp)	127,08

Pmax: máxima potencia contratada
Pp: potencia contratada en el período punta
Pfp: potencia contratada en el período fuera de punta

La contratación del cliente deberá cumplir con la siguiente condición Pp = Pfp

Pfp - Pp: diferencia entre la potencia contratada en el período fuera de punta y la potencia contratada en el período punta

Cargo Pmax: cargo que se aplica mensualmente sobre la máxima potencia contratada

Cargo Pp: cargo que se aplica mensualmente sobre la potencia contratada en el período punta

Cargo (Pfp - Pp): cargo que se aplica mensualmente sobre la diferencia entre la potencia contratada en el período fuera de punta y la potencia contratada en el período punta

Período Punta: tramo horario de 18 a 22 hs. todos los días del año.

Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs. durante ese período del año

Período Fuera de Punta: el resto de las horas en cada período del año

Cargos por exportaciones ocasionales .

Cargos por exportaciones ($/MWh)	2018
Cargo por exportaciones 500 kV	130,20
Cargo por exportaciones en 150 kV	315,09

Cargos por Potencia Excedentaria	
Consumidores en 500 kV	
Potencia Excedentaria:	$/kW.mes
0% P. Contratada< P. Excedentaria < 5% P. Contratada	Cargo Pmax
5% P. Contratada< P. Excedentaria < 10% P. Contratada	3 * Cargo Pmax
10% P. Contratada< P. Excedentaria < 20% P. Contratada	4 * Cargo Pmax
20% P. Contratada< P. Excedentaria 6 * Cargo Pmax	
Consumidores en 150 kV	
Potencia Excedentaria en hrs. Punta	$/kW.mes
0% P. Contratada Punta< P. Excedentaria Punta < 5% P. Contratada Punta	Cargo Pp
5% P. Contratada Punta< P. Excedentaria Punta < 10% P. Contratada Punta	1.34 * Cargo Pp
10% P. Contratada Punta< P. Excedentaria Punta < 20% P. Contratada Punta	1.79 * Cargo Pp
20% P. Contratada Punta< P. Excedentaria Punta	2.69 * Cargo Pp
Potencia Excedentaria en hrs. Fuera de Punta	$/kW.mes
0% P. Contratada F. Punta< P. Excedentaria F. Punta < 5% P. Contratada F. Punta	Cargo (Pfp - Pp)
5% P. Contratada F. Punta< P. Excedentaria F. Punta < 10% P. Contratada F. Punta	3 * Cargo (Pfp - PP)
10% P. Contratada F. Punta< P. Excedentaria F. Punta < 20% P.	4* Cargo (Pfp -

Contratada F. Punta	Pp)
20% P. Contratada F. Punta< P. Excedentaria F. Punta	6 * Cargo (Pfp - Pp)

Anexo II: Cargos de Subtrasmisión

Estos cargos se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración anual del Sistema de Subtrasmisión.

Cargos de peajes ($/Kw.mes)	2018
Cargo por potencia contratada en el Período de Punta	299,95
Cargo por potencia contratada en el Período de Llano	224,65
Cargo por potencia contratada en el Período de Valle	38,77

Estos cargos se aplican mensualmente sobre la potencia contratada del tramo horario correspondiente.

Se debe cumplir que Pcp<=Pcll<=Pcv.

Pcp: Cantidad de kW contratados en el Período Punta

Pcll: Cantidad de kW contratados en el Período Llano

Pcv: Cantidad de kW contratados en el Período Valle

Período Punta: de 18 a 22 hs. todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs. durante ese período del año

Período Valle: de 0 a 7 hs. todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 1 a 8 hs.

Período Llano: resto de las horas en cada período del año

Cargo fijo ($/mes)	2018
Cargo fijo	4.257,14

El cargo fijo se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula:

$$CF^{n} = CF^{0} * \frac{IPPN^{n}}{IPPN^{0}}$$

CFn = Cargo fijo ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

Potencia Excedentaria (P. Excedentaria): es la diferencia ente la máxima potencia demandada que exceda a la potencia contratada y la propia potencia contratada. Se determina mensualmente y por separado para cada tramo horario.

De acuerdo a la relación entre la Potencia Excedentaria y la potencia contratada, a la totalidad de la Potencia Excedentaria se le aplica el recargo correspondiente presentado en la tabla de cargos por Potencia Excedentaria.

CF0 = Cargo fijo en el año 2017 en pesos uruguayos

IPPN: Índice de precios al productor de productos nacionales (base marzo 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/ippn-indice-de-precios-al-productor-de-productos-nacionales.

IPPNn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPN, con dos cifras decimales.

IPPN0: Promedio aritmético de los valores mensuales del año 2017 del índice IPPN, con dos cifras decimales.

Recargo por Potencia Excedentaria:

Potencia Excedentaria: es la diferencia entre la máxima potencia demandada que exceda a la potencia contratada y la propia potencia contratada. Se determina mensualmente y por separado para cada tramo horario (Punta, Llano y Valle).

Este recargo se aplica en forma gradual a los kW que componen la potencia excedentaria, siendo el recargo por Potencia Excedentaria igual a:

a. 200% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia contratada.

b. 400% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

Anexo III: Metodología de aplicación de los cargos de peajes

Los cargos a aplicarse resultarán del producto entre los cargos calculados en función de las remuneraciones de Trasmisión y Subtrasmisión ajustadas por las correspondientes paramétricas y los siguientes coeficientes de aplicación:

Cargos de Trasmisión

Año	Coeficiente 2018	Coeficiente 2019	Coeficiente 2020
Peajes Demandas en 500 kV			
Cargo Pmax	0,83	0,83	1,00
Peajes Demandas en 150 kV			
Cargo Pp	0,86	0,86	1,00
Cargo (Pfp-Pp)	0,87	0,87	1,00
Exportaciones ocasionales			
Exportaciones en 500 kV	0,83	0,83	1,00
Exportaciones en 150 kV	0,86	0,86	1,00

Cargos de Subtrasmisión

Año	Coeficiente 2018	Coeficiente 2019	Coeficiente 2020
Cargos por uso de red			
Cargo Pcp	0,90	0,90	1,00
Cargo Pcll	0,82	0,82	1,00

Cargo Pcv	0,88	0,88	1,00
Cargo fijo	1,00	1,00	1,00

Decreto N° 65/019- Se fija la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2018.

De 25 de febrero de 2019, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2019- Se fija la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2018.

VISTO: La necesidad de determinar la remuneración reconocida para las Instalaciones de Subtrasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Distribución aprobado por Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002 y el Decreto No. 138/012 de 24 de abril de 2012;

RESULTANDO: I) Que el artículo 2 del Decreto No. 137/012 del 24 de abril de 2012, encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), para la remuneración reconocida de las Instalaciones del Sistema de Subtrasmisión que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, correspondiente al año 2013, y su modalidad de ajuste futuro;

II) Que el artículo 1 del Decreto No. 227/014 de 4 de agosto de 2014 fijó la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2013, y el artículo 3 estableció que sería revisada cada cuatro años en su totalidad por la URSEA y elevada al Poder Ejecutivo para su consideración, previa opinión del Subtrasmisor;

III) Que en cumplimiento de lo anterior, la URSEA elevó una propuesta de valorización en base al inventario de las instalaciones correspondientes al año 2016 presentado por UTE en su calidad de Subtrasmisor, actualizado a precios promedios del año 2017;

CONSIDERANDO: I) Que el artículo 12 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada;

II) Que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Subtrasmisión a afectos de determinar los cargos unitarios actualizados por el uso de las mismas;

III) Que con base en la propuesta del Regulador, corresponde fijar la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, correspondiente al año 2018, y su modalidad de ajuste futuro;

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto por el artículo 12 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de

1997, el artículo 78 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002, el artículo 2 del Decreto No. 137/012 de 24 de abril de 2012 y Decreto No. 138/012 de 24 de abril de 2012;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Fijase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondiente al año 2018, en la suma de $ 4.973.584.246 (pesos uruguayos cuatro mil novecientos setenta y tres millones quinientos ochenta y cuatro mil doscientos cuarenta y seis). Este valor está basado en el inventario normalizado correspondiente al año 2016 de las instalaciones de Distribución de tensiones 31,5 kV y 63 kV.

Artículo 2º. El valor de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica se ajustará anualmente por las paramétricas establecidas en el Anexo 1, excepto que la variación del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, supere el límite establecido en el Anexo II, en cuyo caso se ajustará semestralmente de forma extraordinaria.

Las paramétricas definidas en el Anexo I se aplicarán a los montos de las tres subetapas que se detallan a continuación:

Subetapa	Estaciones ($)	Líneas ($)	Total ($)
Líneas y cables 31,5-63kV	266.663.909	2.467.524.423	2.734.188.332
Transformación 31,5-63/6,4-15kV y			
secciones de salida en 6,4-15 kV	2.059.914.243		2.059.914.243
Instalaciones			
de conexión de			
generadores y			
Consumidores			
conectados en 31,5-63kV	179.481.670		179.481.670
Total	2.506.059.822	2.467.524.423	4.973.584.246

Artículo 3º. El valor de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica será revisado en su totalidad cada cuatro años por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) previa opinión del Subtrasmisor, y elevado al Poder Ejecutivo.

Artículo 4º. El presente decreto regirá desde el día de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 5º. Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión

$$Cest^n = Cest^0 * \left[0{,}15 * \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}58 * \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} * \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}15 * \frac{Selec^n}{Selec^0} + 0{,}06 * \frac{Geil^n}{Geil^0} + 0{,}04 * \frac{Al^n}{Al^0} * \frac{TC^n}{TC^0} \right]$$

$$Clin^n = Clin^0 * \left[0{,}35 * \frac{IPC^n}{IPC^0} + 0{,}12 * \frac{IPPDUSA^n}{IPPDUSA^0} * \frac{TC^n}{TC^0} + 0{,}28 * \frac{Selec^n}{Selec^0} + 0{,}14 * \frac{Geil^n}{Geil^0} + 0{,}11 * \frac{Al^n}{Al^0} * \frac{TC^n}{TC^0} \right]$$

Cestn: Costo de los equipos de estaciones ajustado al año “n” en pesas uruguayos a regir en el año “n+1”.
Cest0: Costo de los equipos de estaciones correspondiente al mes de diciembre de 2016 en pesos uruguayos.
Clinn: Costo de las líneas ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”.
Clin0: Costo de las líneas correspondiente al mes de diciembre de 2016 en pesos uruguayos.
IPC: Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/ipc-indice-de-precios-al-consumo].

IPCn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPC, con dos cifras decimales.
IPC0: Valor del índice IPC correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.
IPPDUSA: índice de precios al productor Electric Power Distribution serie PCU221122221122 de EEUU publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web http://data.bls.gov/cgibin/srgate.
IPPDUSAn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.
IPPDUSA0: Valor del índice IPPDUSA correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.
TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotizacion-de-monedas2].

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio TC, con dos cifras decimales.

TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Selec: Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Sub-grupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto-Ley Nº 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social [http://www.mtss].gub.uy/index.php?option=comcontent&view=category&id=147:1industria-e-instalaciones-de-la-construccion-<emid=188&layout=default Selecn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Selec, con dos cifras decimales.

Selec0: Valor del Selec correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales. Goil: Precio medio del Gas Oil 50S sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería en su página web en el Área Energía sección Publicaciones/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos. Goiln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Goil, con dos cifras decimales.

Goil0: Valor del Gol correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales. Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx. La serie a seleccionar en el archivo es “Aluminum ($/mt)”.

Aln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Al, con dos cifras decimales.

Al0: Valor del precio Al correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Anexo II: Descripción del criterio de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar estadounidense

En el año “n+1” la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) calculará la variación del promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año “n” del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, con respecto al promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n”. En caso que se produzca un incremento superior al 20%, se calculará de forma anticipada en el mes de junio del año “n+1” un ajuste extraordinario de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica según las paramétricas definidas en el Anexo I, que comenzará a regir el 1º de julio del año “n+1”. Este ajuste será calculado en base a los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año “n” de las variables contenidas en las mencionadas paramétricas.

Decreto N° 66/019- Se fija la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2018.

De 25 de febrero de 2019, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2019- Se fija la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2018.

VISTO: La necesidad de actualizar la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los cargos respectivos para los usuarios, éstos últimos de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Trasmisión aprobado por Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002 y de acuerdo a la metodología propuesta por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA);

RESULTANDO: I) Que el artículo 2º del Decreto No. 135/012 del 24 de abril de 2012, encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizar una propuesta al Poder Ejecutivo, previa opinión de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), para la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, correspondiente al año 2013 y su modalidad de ajuste futuro;

II) Que el artículo 1º del Decreto No. 249/014 del 26 de agosto de 2014 fijó la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2013, y el artículo 5º estableció que sería revisada cada cuatro años por URSEA y elevada al Poder Ejecutivo para su consideración, previa opinión del Trasmisor;

III) Que en cumplimiento de lo anterior, URSEA elevó una propuesta de valorización de las instalaciones correspondientes, en base al inventario de las instalaciones correspondientes al año 2016 presentado por UTE en su calidad de Trasmisor y actualizado a precios promedios del año 2017;

CONSIDERANDO: I) Que el artículo 12º de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte no comprometida en líneas de Trasmisión;

II) Que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Trasmisión;

III) Que en aplicación de la metodología propuesta por el Regulador, corresponde fijar la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2018 y su modalidad de ajuste futuro;

ATENTO: A lo expuesto y lo previsto por el artículo 12º de la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997, el artículo 99º del Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002, el artículo 2º del Decreto No. 135/012 de 24 de abril de 2012 y el artículo 1º del Decreto No. 249/014 de 26 de agosto de 2014;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1º. Fíjase la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2018, en la suma de $ 8.130.589.873 (pesos uruguayos ocho mil ciento treinta millones quinientos ochenta y nueve mil ochocientos setenta y tres). No se encuentran comprendidas las instalaciones correspondientes a:

a) la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande;

b) la conexión internacional Rivera - Santana do Livramento;

c) la conversora Melo y las instalaciones en 60 Hz asociadas a la interconexión internacional con Brasil.

Artículo 2º. El valor fijado en el artículo anterior se ajustará anualmente por las paramétricas establecidas en el Anexo I, excepto que la variación del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, supere el límite establecido en el Anexo II, en cuyo caso se ajustará semestralmente de forma extraordinaria.

Las paramétricas definidas en el Anexo I se aplicarán para cada subetapa a los montos de los componentes que se detallan en la siguiente tabla.

Subetapas	Estaciones ($)	Líneas ($)	Total ($)
Red de 500 kV	664.596.630	1.469.772.427	2.134.369.057
Transformación 500/150 kV	603.509.747	----------	603.509.747
Red de 150 kV	891.507.109	2.520.332.514	3.411.839.623
Transformación 150/60/30 kV y secciones de salidas en 63 y 31,5 kV	1.643.828.686	----------	1.643.828.686
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 500-150 kV, y en 63-31,5 kV en las estaciones de 150 kV	290.536.278	46.506.481	337.042.759
Total	4.093.978.451	4.036.611.422	8.130.589.873

Artículo 3º. Antes del 1º de agosto de cada año la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) publicará en su sitio web la información correspondiente al inventario reconocido de Trasmisión, incluyendo cantidades físicas y precios unitarios del equipamiento, así como la potencia máxima registrada del sistema que se considera en el cálculo detallado en el siguiente artículo.

Artículo 4º. A solicitud del Trasmisor, se habilitarán ajustes adicionales extraordinarios anuales de la remuneración reconocida establecida, si se verifican incorporaciones de equipamiento físico que impliquen el cumplimiento de la siguiente fórmula:

$$\left\{\frac{\left[\sum_i (Q_{in} \times P_{i0}) \div Pot_n\right]}{\left[\sum_i (Q_{im} \times P_{i0}) \div Pot_m\right]} - 1\right\} \times 100 > 5\,\%$$

i: elemento i-ésimo del equipamiento parte del inventario de la empresa

0: año de referencia de los valores establecidos en el presente decreto, año 2017

m: año del último ajuste extraordinario aprobado, en caso de no haberse realizado ninguno, se considerará el año correspondiente a las cantidades del inventario aprobado en este decreto, año 2016.

ri: año en el que se realiza el cálculo del ajuste extraordinario solicitado

Qi: cantidad física del equipamiento i

Pi: precio considerado del equipamiento i

Potn: máxima potencia registrada por la demanda nacional en el año n

En el caso de procederse a un ajuste extraordinario, para el cálculo de los cargos por peajes se actualizarán las potencias divisoras con la información disponible que guarde la mejor correspondencia con la fecha del ajuste del inventario.

El Trasmisor presentará la solicitud al Regulador, conjuntamente con la verificación de la fórmula explicitada anteriormente, antes del 1 de noviembre de cada año. Asimismo deberá entregar la información del nuevo inventario desagregando las altas y bajas de equipamiento, necesaria para realizar los cálculos de la remuneración del año siguiente.

Artículo 5º. La remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión, sin perjuicio de los ajustes extraordinarios de acuerdo al artículo 4, será revisada en su totalidad cada cuatro años por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), previa opinión del Trasmisor, y elevada al Poder Ejecutivo.

Artículo 6º. El presente decreto regirá desde el día de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 7º. Comuníquese, publíquese, etc.

ANEXO I: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración de las instalaciones del Sistema de Trasmisión

$$Ces^{n} = Ces^{n-1} * [\ 0{,}39 * \frac{Ac^{n}}{Ac^{0}} * \frac{TC^{n}}{TC^{0}} + 0{,}18 * \frac{Cu^{n}}{Cu^{0}} * \frac{TC^{n}}{TC^{0}} + 0{,}11 * \frac{ICC^{n}}{ICC^{0}} + 0{,}24 * \frac{IMS^{n}}{IMS^{0}} + 0{,}06 * \frac{IPC^{n}}{IPC^{0}} + 0{,}02 * \frac{Goil^{n}}{Goil^{0}}\ ]$$

$$Clin^{n} = Clin^{n-1} * [\ 0{,}25 * \frac{Ac^{n}}{Ac^{0}} * \frac{TC^{n}}{TC^{0}} + 0{,}29 * \frac{Al^{n}}{Al^{0}} * \frac{TC^{n}}{TC^{0}} + 0{,}15 * \frac{ICC^{n}}{ICC^{0}} + 0{,}16 * \frac{IMS^{n}}{IMS^{0}} + 0{,}11 * \frac{IPC^{n}}{IPC^{0}} + 0{,}04 * \frac{Goil^{n}}{Goil^{0}}\ ]$$

Cestn: Costo de los equipos de estaciones ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”.

Cest0: Costo de los equipos de estaciones correspondiente al mes de diciembre de 2016 en pesos uruguayos.

Clinn: Costo de las líneas ajustado al año “n” en pesos uruguayos a regir en el año “n+1”.

Clin0: Costo de las líneas correspondiente al mes de diciembre de 2016 en pesos uruguayos.

Ac: Producer Price Index-Commodities, Series Id: WPU101, Not Seasonaily Adjusted, Group: Metals and metal products, Item: Iron and steel, Base Date: 198200, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web [http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate].

Acn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice Ac, con dos cifras decimales.

Ac0: Valor del índice Ac correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotizacion-de-monedas2].

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio TC, con dos cifras decimales.

TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Cu: Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx. La serie a seleccionar en el archivo es “Copper ($/mt)”.

Cun: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Cu, con dos cifras decimales.

Cu0: Valor del precio Cu correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

ICC: Índice de costo de la construcción (base diciembre 1999) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/icc-indice-de-costo-de-laconstruccion].

ICCn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice ICC, con dos cifras decimales.

ICC0: Valor del índice ICC correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

IMS: Índice medio de salarios (base julio 2008) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/ims-indice-medio-de-salarios].

IMSn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IMS, con dos cifras decimales.

IMS0: Valor del índice IMS correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

IPC: Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, [http://www.ine.gub.uy/web/guest/ipc-indice-de-precios-al-consumo].

IPCn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC0: Valor del índice IPC correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Goil: Precio medio del Gas Oil 50S sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería en su página web en el Área Energía sección Publicaciones/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

Goiln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Goil, con dos cifras decimales.

Goil0: Valor del precio Goil correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, [http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx].

La serie a seleccionar en el archivo es “Aluminum ($/mt)”.

Aln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n” del precio Al, con dos cifras decimales.

Al0: Valor del precio Al correspondiente al mes de diciembre de 2016, con dos cifras decimales.

Anexo II: Descripción del criterio de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar estadounidense

En el año “n+1” la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) calculará la variación del promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año “n” del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, son respecto al promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año “n”. En caso que se produzca un incremento superior al 20%, se calculará de forma anticipada en el mes de junio del año “n+1” un ajuste extraordinario de la remuneración reconocida de las instalaciones del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica que se utiliza para la determinación de los cargos unitarios, según las paramétricas definidas en el Anexo I, que comenzará a regir el 1º de julio del año “n+1”. Este ajuste será calculado en base a los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año “n” de las variables contenidas en las mencionadas paramétricas.

Decreto N° 67/019- Se aprueba el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 deberá pagar a UTE.

De 25 de febrero de 2019, publicado en D.O. el 12 de marzo de 2019- Se aprueba el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 deberá pagar a UTE.

VISTO: Los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 promovió la celebración de contratos de compraventa de energía entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica;

II) Que los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012 encomendaron a la Dirección Nacional de Energía calcular y elevar al Poder Ejecutivo el precio de la energía que el Consumidor Industrial deberá pagar a UTE, en oportunidad de cada ajuste del pliego tarifario de UTE;

CONSIDERANDO: I) Que por Decreto de 8 de enero del corriente año, se dispuso el ajuste del pliego tarifario de los servicios a cargo de UTE con vigencia al 1º de enero de 2019.

II) Que la Dirección Nacional de Energía efectuó el cálculo del ajuste del precio de la energía que el Consumidor Industrial deberá abonar a UTE, de acuerdo al procedimiento estipulado en el Anexo I del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto Ley No. 15.031 de 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, el artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, y el Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012; y lo informado por la Dirección Nacional de Energía;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

ARTICULO 1º. Apruébase el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 deberá pagar a UTE y que regirá a partir de la fecha de este decreto, según la siguiente tabla:

	Consumidor industrial conectado en 6,4-15-22 kW	Consumidor industrial conectado en 31,5 kV	Consumidor industrial conectado en 63 kW	Consumidor industrial conectado en 150 kW
Cargo por Energía ($ / kWh)	1,729	1,686	1,686	1,666
Cargo por Potencia ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE, en horas Punta y Llano)	274,8	0	0	0
Cargo por Potencia ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE, en horas Punta)	0	150,1	104,6	87,0
Cargo por Potencia ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE, en horas Llano)	0	90,9	66,4	66,0
Cargo por Potencia ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE, en horas Valle)	0	24,5	24,5	21,0
Cargo de Transición Unitario ($ / kW contratado)	232,1	226,9	236,0	225,5
Cargo Fijo mensual ($/ mes)	12.381	12.381	12.381	12.381

CARGO DE TRANSICIÓN TOTAL = CARGO DE TRANSICIÓN UNITARIO * (kp * Pcp + Kll* Pcll + Kv * Pcv)

Kp = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario punta

Kll = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario llano

Kv = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario valle

PcP = Cantidad de kW contratados en el tramo horario punta

Pcll = Cantidad de kW contratados en el tramo horario llano

Pcv = Cantidad de kW contratados en el tramo horario valle

Los períodos correspondientes al horario de punta, llano y valle son los establecidos en el pliego tarifario de UTE.

Los valores que asumen los coeficientes de diferenciación horaria son los siguientes:

Kp = 1,3

Kll = 1

Kv = 0,45

A los precios indicados se les deberá adicionar el IVA correspondiente.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese y, cumplido archívese.

Decreto N° 163/019- Se aprueba el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2019.

De 10 de junio de 2019, publicado en D.O. el 17 de junio de 2019- Se aprueba el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2019.

VISTO: El proyecto de presupuesto para el ejercicio 2019 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación;

RESULTANDO: I) Que por el artículo 4 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) Que el artículo 10 de la mencionada ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;

III) Que por Decreto No. 395/007 de 24 de octubre de 2007 se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas;

CONSIDERANDO: I) Que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 141.835.843 para la totalidad del año 2019;

II) Que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 5,431 por MWh (pesos uruguayos cinco con cuatrocientos treinta y un centésimo por MWh) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 11.532.000 MWh durante el año 2019;

ATENTO: A lo expuesto precedentemente;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DECRETA:

Artículo 1°. Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2019 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2019	$	%
Retribuciones Personales Totales	37.411.124	26,38%
Gastos de Funcionamiento	8.646.418	6,10%
Gastos de Funcionamiento - Contrato	90.338.301	63,69%
Inversiones	5.440.000	3,84%
TOTAL PRESUPUESTO 2019	141.835.843	100%

Artículo 2°. Fíjase el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas en $ 5,431/MWh (pesos uruguayos cinco con cuatrocientos treinta y un centésimo por MWh) a regir a partir del 1º de enero de 2019.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese.

Decreto N° 168/019- Se dispone que las centrales de generación asociadas a procesos de cogeneración de energía eléctrica serán despachadas en primer lugar siempre que se encuentren en igualdad de costos variables unitarios que otras centrales de generación.

De 17 de junio de 2019, publicado en D.O. el 25 de junio de 2019- Se dispone que las centrales de generación asociadas a procesos de cogeneración de energía eléctrica serán despachadas en primer lugar siempre que se encuentren en igualdad de costos variables unitarios que otras centrales de generación.

VISTO: Los procesos de cogeneración y los criterios de despacho de las centrales de generación de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) Que existe una proyección positiva de incorporación de procesos de cogeneración industrial;

II) Que es necesario adoptar una medida que disminuya la posibilidad de interrupción de la actividad industrial asociada a proyectos de cogeneración, siempre que no se incrementen los costos del sistema eléctrico;

CONSIDERANDO: I) Que es competencia del Poder Ejecutivo fijar la política industrial y energética;

II) Que a efectos de promover el desarrollo de procesos industriales de cogeneración se entiende conveniente asignarles prioridad de despacho siempre que no implique mayores costos para el sistema eléctrico;

ATENTO:
A lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4º de la Constitución Vigente de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Las centrales de generación asociadas a procesos de cogeneración de energía eléctrica serán despachadas en primer lugar siempre que se encuentren en igualdad de costos variables unitarios que otras centrales de generación.

El costo variable unitario de cada central de cogeneración será el declarado al efecto del despacho.

Artículo 2º. A los efectos del despacho se entenderá por cogeneración la generación simultánea de energía eléctrica o mecánica y energía térmica útil utilizando la misma fuente de energía, siempre que: I) la energía térmica útil generada se destine a algún proceso productivo cuya finalidad no sea la generación de energía eléctrica o mecánica; II) cumplan con los requisitos para participar en el Mercado Mayorista del Energía Eléctrica.

Artículo 3º. El Ministerio de Industria, Energía y Minería realizará un informe sobre la medida adoptada cumplidos tres años desde su aprobación.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 169/019- Se aprueban los valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica, y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica.

De 17 de junio de 2019, publicado en D.O. el 25 de junio de 2019- Se aprueban los valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica, y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica.

VISTO: La necesidad de actualizar las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica, y los cargos por el uso de dichos sistemas;

RESULTANDO: I) Que por los Decretos, Decreto No. 65/019 y Decreto No. 66/019 de 25 de febrero de 2019, se establecieron respectivamente la remuneración reconocida anual para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2018 y su modalidad de ajuste;

II) Que el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015, estableció la metodología de cálculo de los cargos por el uso de los sistemas mencionados;

III) Que el Decreto No. 64/019 de 25 de febrero de 2019, aprobó los valores de los cargos unitarios correspondientes al año 2018, que regirán hasta que se aprueben los nuevos valores;

IV) Que a solicitud del Ministerio de Industria, Energía y Minería, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua calculó las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos unitarios para los usuarios;

CONSIDERANDO: Que corresponde realizar la actualización de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica y de los valores de los cargos por el uso de dichos Sistemas para el año 2019, y que regirán desde la publicación en el Diario Oficial;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Apruébanse los siguientes valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica:

Trasmisión - Remuneración inicio vigencia 2019

Subetapas	Estaciones $	Líneas $	Total $
Red de 500 kV	738.013.302	1.628.307.242	2.366.320.544
Transformación 500/150 kV	670.178.273	-----	670.178.273

Red de 150 kV	989.990.132	2.792.184.430	3.782.174.562
Transformación 150/60/30 kV y secciones de salidas en 63 y 31,5 kV	1.825.419.182	-----	1.825.419.182
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 150-500 kV, y en 63 - 31,5 kV en las estaciones de 150kV	322.631.244	51.522.834	374.154.078
TOTAL	4.546.232.133	4.472.014.506	9.018.246.639

Subtrasmisión - Remuneración inicio vigencia 2019

Subetapas	Estaciones $	Líneas $	Total $
Líneas y cables 31,5 - 63 kV	283.678.488	2.633.479.473	2.917.157.961
Transformación 31,5 - 63/6,4 - 15 kV y secciones de salida en 6,4 - 15 kV	2.191.347.751	------	2.191.347.751
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 31,5 kV - 63 kV	190.933.558	------	190.933.558
TOTAL	2.665.959.797	2.633.479.473	5.299.439.270

Artículo 2°. Apruébanse los siguientes valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica:

Cargos de Trasmisión	Inicio año	vigencia 2019
Peajes demandas en 500 kV	$/kW. Mes	
Cargo Pmax		105,38
Peajes demandas en 150 kV	$/kW. Mes	
Cargo Pp		255,04
Cargo (Pfp-Pp)		140,88
Exportaciones ocasionales	$/MWh.	
Exportaciones en 500 kV		144,35
Exportaciones en 150 kV		349,36
Cargos de Subtrasmisión	Inicio año	vigencia 2019
Cargo por uso de red	$/kW. mes	
Cargo Pcp		329,67
Cargo PcII		246,18
Cargo Pcv		42,00
Cargo fijo	$/mes	
Cargo fijo		4.596,38

Artículo 3°. Los valores aprobados regirán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial y hasta nueva aprobación, y no se aplicarán a usos anteriores a esa fecha.

Artículo 4°. Comuníquese, publíquese y, cumplido, archívese.

Decreto N° 209/019- Créase en la órbita del Poder Ejecutivo el Comité Nacional de Seguridad de Represas

De 17 de junio de 2019, publicado en D.O. el 25 de junio de 2019- Se crea en la órbita del Poder Ejecutivo el Comité Nacional de Seguridad de Represas

VISTO: La necesidad de contar con espacios interinstitucionales para la coordinación, especialización e intercambio de conocimientos en el área de seguridad de represas públicas y privadas del país, de manera de minimizar los eventuales riesgos ocasionados por su operación, manejo incorrecto o fallas estructurales;

RESULTANDO: I) Que el Banco Mundial viene llevando adelante una Asistencia Técnica en Seguridad de Represas, mediante una cooperación técnica no reembolsable;

II) Que el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente es un actor clave en la formulación e instrumentación de políticas públicas en lo que refiere al ambiente, vivienda y territorio, contribuyendo a la mejora de la calidad de vida de los habitantes del país. En particular, tiene dentro de sus competencias la gestión del agua en todo el territorio Nacional;

III) Que a su vez, en el país se cuenta con el Sistema Nacional de Emergencias (SINAE) el cual tiene a su cargo la protección de personas, bienes de significación y medio ambiente y esto se concreta en acciones dirigidas a la prevención de riesgos previsibles o imprevisibles, de origen natural o antrópico prestando atención a las áreas vulnerables;

IV) Que en Uruguay hay diversos actores en el ámbito público que operan obras de contención y embalse de aguas, tal es el caso del Ministerio de Transporte y Obras Públicas que ejerce la vigilancia de aquellas obras ejecutadas por sí o a través de terceros, la Administración de las Obras Sanitarias del Estado (OSE) que utiliza represamientos de agua para cumplir con el servicio de agua potable, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que administra tres centrales hidroeléctricas en el Río Negro, para la generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;

V) Que a su vez, la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, (CTM) en tanto Organismo Binacional, administra el Complejo de Generación Hidroeléctrica Salto Grande, ubicado en el Río Uruguay;

VI) Que sin perjuicio de lo anterior, existen más de mil obras de embalse para diversos fines bajo la administración de particulares, muchas de las cuales tienen como objeto el riego agrario;

CONSIDERANDO: I) Que por las razones expuestas, es importante contar con un ámbito interinstitucional de coordinación que permita impulsar avances en la elaboración de normativa técnica de planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de represas, incorporando los criterios más modernos a nivel mundial en materia de seguridad;

II) Que la Universidad de la República (UDELAR) juega un papel fundamental en el desarrollo del conocimiento y la difusión de la cultura en el país y a través de la Facultad de Ingeniería se

forman los profesionales capacitados para afrontar las necesidades y demandas del sector productivo;

ATENTO: A lo precedentemente expuesto y a lo dispuesto por el artículo 47 de la Constitución Vigente de la República, Decreto Ley No. 14.859, Código de Aguas, de 11 de enero de 1979, Ley No. 17.283 de Protección del Ambiente, de 12 de diciembre de 2000, Ley No. 18.621 de 17 de noviembre de 2006 del Sistema Nacional de Emergencias y Ley No. 18.610 de Política Nacional de Aguas, de 28 de octubre de 2009;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

ARTÍCULO 1º. Créase en la órbita del Poder Ejecutivo, el Comité Nacional de Seguridad de Represas, el que tendrá por cometidos:

a) Estimular investigaciones técnicas y científicas y contribuir a la capacitación de profesionales promoviendo buenas prácticas en la ingeniería de represas;

b) Impulsar avances en la planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de represas;

c) Contribuir a la elaboración de un marco legal que considere los requisitos mínimos que deben cumplir las represas, tanto públicas como privadas a efectos de garantizar condiciones de seguridad durante sus distintas fases (construcción, operación y abandono) de manera de reducir los riesgos asociados;

d) Considerar la elaboración de Planes de Acción durante Emergencias para las represas que lo requieran y propiciar la transferencia de conocimientos a los encargados de proyectar, construir y/u operar represas con distintos fines, hacia una mejora continua;

e) Colaborar en los trabajos de la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD) y otros organismos internacionales;

f) Promover conferencias, seminarios y congresos;

g) Aprobar su propio Reglamento interno de funcionamiento;

Sin perjuicio de las competencias mencionadas precedentemente, el Comité podrá disponer las medidas que estime convenientes para contar con la más completa información de la temática que le compete, a cuyos efectos podrá realizar diligencias y convocar a otros actores relevantes en la materia.-

ARTÍCULO 2º. (Integración) El Comité Nacional de Seguridad de Represas estará integrado en calidad de miembros permanentes por un representante del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, un representante del Sistema Nacional de Emergencias, un representante del Ministerio de Transporte y Obras Públicas, un representante del Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, un representante del Ministerio de Industria, Energía y Minería,

un representante de la Administración de las Obras Sanitarias del Estado, un representante de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, un representante de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Asimismo, estará integrado por un representante de la Delegación Uruguaya ante la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande.-

ARTÍCULO 3º. La Presidencia de dicho órgano será ejercida por el representante del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente en carácter de titular y por el representante del Sistema Nacional de Emergencias, en carácter de alterno.-

ARTÍCULO 4º. Los miembros del Comité que se crea, se reunirán al menos una vez al año, no obstante lo cual, su Presidente podrá convocar a reuniones extraordinarias, cuando las circunstancias así lo ameriten.-

ARTÍCULO 5º. Comuníquese, publíquese.-

Decreto N° 244/019- Se establece un flujo mínimo diario en el Río Negro aguas debajo de la Presa de Rincón del Bonete, equivalente a ochenta metros cúbicos por segundo, el que será erogado por la Central Hidroeléctrica allí ubicada.

De 26 de agosto de 2019, publicado en D.O. el 30 de agosto de 2019- Se establece un flujo mínimo diario en el Río Negro aguas debajo de la Presa de Rincón del Bonete, equivalente a ochenta metros cúbicos por segundo, el que será erogado por la Central Hidroeléctrica allí ubicada.

VISTO: El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto No. 360/002 de 11 de setiembre de 2002;

RESULTANDO: I) Que de acuerdo a la normativa vigente pueden existir restricciones sobre el caudal del Río Negro, que afecten la operación de las centrales hidroeléctricas localizadas sobre su cuenca;

II) Que corresponde establecer un flujo mínimo a ser erogado por la Central Hidroeléctrica de Rincón del Bonete, ubicada sobre el Río Negro, así como sus mecanismos de planificación de operación y funcionamiento, dada su incidencia en la operación del sistema eléctrico;

III) Que con fecha 14 de agosto de 2019 se aprobó el Decreto No. 233/019 que reguló lo mencionado en el Resultando anterior.

CONSIDERANDO: Que la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería identificó aspectos de la regulación que debían ser ampliados y aclarados para su correcta implementación.

ATENTO: A lo expuesto, a lo dispuesto en la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997 y la Ley No. 16.858, de 3 de setiembre de 1997.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Establécese un flujo mínimo diario en el Río Negro aguas debajo de la Presa de Rincón del Bonete, equivalente a 80 m3/s (ochenta metros cúbicos por segundo), el cual será erogado por la Central Hidroeléctrica allí ubicada.

Artículo 2º. El Poder Ejecutivo, en consulta con la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), desarrollará un protocolo de operación que incorpore el referido flujo mínimo en todas las fases de planificación del despacho del sistema eléctrico y los modelos para la programación para la normal operación del sistema eléctrico.

Artículo 3º. La implementación del flujo mínimo en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) será tal que asegure una probabilidad de incumplimiento equiparada a la prevista para el suministro eléctrico de la demanda del agrupamiento de consumidores urbanos conectados directamente en media tensión correspondiente a las áreas de distribución de más alta densidad (ADT1), establecida como Tca en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por Resolución de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) Res. URSEA No. 29/003 de 24 de diciembre de 2003 y sus sucesivas modificaciones.

Artículo 4º. ADME incluirá en la programación estacional un informe técnico de implementación de este flujo mínimo, particularmente la implementación en los modelos para la programación estacional y demás instancias de programación, incluyendo el análisis estadístico de la probabilidad de incumplimiento que verifique lo establecido en el artículo 3º del presente Decreto.

Artículo 5º. El Ministerio de Industria, Energía y Minería establecerá la fecha a partir de la cual se pondrá en vigencia la condición de flujo mínimo establecida en este Decreto, en la programación estacional y todas las demás instancias de programación del SIN.

Artículo 6º. Revócase el Decreto No. 233/019 de 14 de agosto de 2019.

Artículo 7º. Publíquese, comuníquese.

Decreto N° 279/019- Se otorgan beneficios fiscales a las inversiones realizadas por titulares de proyectos de generación de energías renovables destinadas a la conexión del Sistema Interconectado Nacional

De 17 de junio de 2019, publicado en D.O. el 25 de junio de 2019- Se otorgan beneficios fiscales a las inversiones realizadas por titulares de proyectos de generación de energías renovables destinadas a la conexión del Sistema Interconectado Nacional.

VISTO: El artículo 3° del Decreto No. 143/018 de 22 de mayo de 2018, que establece el alcance objetivo del concepto de inversión a efectos de la aplicación del Capítulo III de la Ley No. 16.906 de 7 de enero de 1998.

RESULTANDO: I) Que en el caso de la actividad de generación de energías renovables, los contratos suscriptos con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), requieren a los titulares de los proyectos un conjunto de inversiones destinadas a la conexión con

el Sistema Interconectado Nacional, previéndose en la mayor parte de los casos que tales inversiones deban ser transferidas en propiedad al citado Ente por el modo donación.

II) Que el costo incurrido en tales inversiones es imprescindible en el marco de dichos contratos, y se convierten, a partir del momento en que dicha transferencia acaece, en bienes incorporales.

CONSIDERANDO: Que es necesario incluir en el alcance objetivo del artículo referido en el Visto, al conjunto de inversiones que al pasar a propiedad de UTE, pasan a integrar el activo intangible del contratista.

ATENTO: A lo expuesto, y a lo establecido por el Decreto-Ley No. 14.178 de 28 de marzo de 1974 y la Ley No. 16.906 de 7 de enero de 1998,

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

ARTÍCULO 1°. Las inversiones realizadas por los titulares de proyectos de generación de energías renovables destinadas a la conexión del Sistema Interconectado Nacional, en cumplimiento de contratos suscriptos con la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), serán consideradas bienes incluidos en el concepto de inversión de acuerdo a lo establecido en el artículo 3° del Decreto No. 143/018 de 22 de mayo de 2018, a partir del momento en que acaezca la transferencia de su propiedad al citado Ente.
No será de aplicación, con relación a los bienes transferidos en cumplimiento de dichos contratos, la obligación de mantenimiento temporal de la propiedad a que refiere el artículo 20 del citado Decreto No. 143/018.

Lo dispuesto en los incisos anteriores se aplicará en iguales condiciones a los proyectos promovidos al amparo de los Decretos, Decreto No. 455/007 de 26 de noviembre de 2007 y Decreto No. 2/012 de 9 de enero de 2012.

ARTÍCULO 2°. Derógase el Decreto No. 23/014 de 30 de enero de 2014.

ARTÍCULO 3°. Comuníquese y publíquese y archívese.

Decreto N° 379/019- Se aprueban los cargos por el uso de las instalaciones de distribución de 22, 15 y 6,4 kV y los recargos por Potencia Excedentaria que se determinan.

De 9 de diciembre de 2019, publicado en D.O. el 17 de diciembre de 2019- Se aprueban los cargos por el uso de las instalaciones de distribución de 22, 15 y 6,4 kV y los recargos por Potencia Excedentaria que se determinan.

VISTO: La necesidad de determinar los cargos por uso de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica y los recargos por Potencia Excedentaria;

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015 aprobó la metodología de cálculo de los cargos de Transmisión y Subtrasmisión;

II) Que tiene que considerarse la remuneración anual reconocida para las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica y los recargos por Potencia Excedentaria, para el año 2019, establecidas de acuerdo a los procedimientos previstos en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002;

III) Que en base a la metodología de cálculo de los cargos de Subtrasmisión, la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA) realizó el cálculo de los cargos por el uso de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica y los recargos por Potencia Excedentaria, correspondientes al año 2019;

CONSIDERANDO: Que corresponde determinar los cargos por el uso de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica y los recargos por Potencia Excedentaria;

ATENTO: A lo expuesto, lo informado por la Dirección Nacional de Energía, y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997 y en los Decretos, Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002 y Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º.- Apruébanse los cargos por el uso de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y los recargos por Potencia Excedentaria indicados en el Anexo adjunto y que forma parte de este Decreto, aplicables a: a) los consumidores conectados en tensiones de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV que optaron por ser clientes libres definidos como Grandes Consumidores en el Artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002; b) los Generadores y los Autoproductores, siempre que en ambos casos se encuentren conectados en tensiones de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV en su rol de Participantes Consumidores.

Artículo 2º. El presente Decreto regirá a partir del día de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 3º.- Comuníquese, publíquese y, cumplido, archívese.

Anexo

Cargos de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV

Estos cargos se ajustarán anualmente en función del ajuste de la remuneración anual de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV.

Cargos de peajes ($/kW.mes)	2019
Cargo por potencia contratada en el Período de Punta	716,46

Cargo por potencia contratada en el Período de Llano 603,19

Cargo por potencia contratada en el Período de Valle 141,79

Estos cargos se aplican mensualmente sobre la potencia contratada del tramo horario correspondiente.

Se debe cumplir que Pcp<=Pcll<=Pcv.

Pcp: Cantidad de kW contratados en el Período Punta

Pcll: Cantidad de kW contratados en el Período Llano.

Pcv: Cantidad de kW contratados en el Período Valle

Período Punta: de 18 a 22 hs, todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 19 a 23 hs durante ese período del año

Período Valle: de 0 a 7 hs todos los días del año. Si hay adelanto de la hora oficial, el horario pasa a ser de 1 a 8 hs.

Período Llano: resto de las horas en cada período del año.

Cargo por pérdida de energía ($/kWh) 2019

Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión 0,17

CEMT: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión El CEMT se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula: CEMTn= CEMT0* IPPDUSAnIPPDUSA0* TCnTC0

CEMTn: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

CEMT0: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión de diciembre del año 2017 en pesos uruguayos

IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution, serie PCU221122221122 de EE.UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate.

IPPDUSAn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

IPPDUSA0: Valor del índice IPPDUSA correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotízacion-de-monedas2.

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.

TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Cargo fijo ($/mes)	2019
Cargo fijo	3.726,54

El cargo fijo se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula:

CFn= CF0* IPPNnIPPN0

CFn: Cargo fijo ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"

CF0: Cargo fijo de diciembre del año 2017 en pesos uruguayos

IPPN: Índice de precios al productor de productos nacionales (base marzo 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/ippn-indice-de-precios-al-productor-de-productos-nacionales.

IPPNn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPN, con dos cifras decimales.

IPPN0: Valor del índice IPPN de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.

Recargo por Potencia Excedentaria:

Potencia Excedentaria: es la diferencia entre la máxima potencia demandada que exceda a la potencia contratada y la propia potencia contratada. Se determina mensualmente y por separado pera cada tramo horario (Punta, Llano y Valle).

Este recargo se aplica en forma gradual a los kW que componen la potencia excedentaria, siendo el recargo por Potencia Excedentaria igual a:

a. 200% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30% la potencia cantratada.

b. 400% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30% superior a la potencia contratada.

Decreto N° 380/019- Se fija la remuneración anual reconocida para las instalaciones de Distribución de 22, 15 y 6,4 kV de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2019, en la suma que se determina

De 9 de diciembre de 2019, publicado en D.O. el 17 de diciembre de 2019- Se fija la remuneración anual reconocida para las instalaciones de Distribución de 22, 15 y 6,4 kV de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondientes al año 2019, en la suma que se determina.

VISTO: La necesidad de determinar la remuneración anual reconocida para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV;

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002 establece los criterios para la determinación de la remuneración de la empresa que presta el servicio de Distribución;

II) Que la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), previa consulta pública, realizó una propuesta de valores de las remuneraciones anuales reconocidas de las instalaciones de cada subetapa de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV a regir en el año 2019;

III) Que las remuneraciones anuales reconocidas se calcularon en base a la valorización de las instalaciones de las subetapas de Distribución de los niveles de tensión mencionados con base diciembre de 2017, considerando el inventario de las instalaciones informado por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), y posteriormente se utilizaron fórmulas paramétricas para actualizar los valores de las remuneraciones anuales determinadas a regir en el año 2019;

CONSIDERANDO: I) Que el artículo 12 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, establece el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada;

II) Que es necesario disponer todos los años de la valorización actualizada de las instalaciones de Distribución de media tensión de energía eléctrica a efectos de determinar los cargos unitarios actualizados por el uso de las mismas;

III) Que con base en la propuesta del Regulador, corresponde fijar la remuneración anual reconocida de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica, correspondiente al año 2019, y su modalidad de ajuste;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997 y del Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002, lo informado por la Dirección Nacional de Energía y la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DECRETA:

Artículo 1º. Fíjase la remuneración anual reconocida para las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica, para el cálculo de los cargos unitarios correspondiente al

año 2019, en la suma de $ 13.256.237.000 (pesos uruguayos trece mil doscientos cincuenta y seis millones doscientos treinta y siete mil).

Artículo 2º. El valor de la remuneración anual reconocida de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica se ajustará anualmente por las paramétricas establecidas en el Anexo I adjunto a este Decreto y que forma parte integrante del mismo, excepto que la variación del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en dicho anexo, supere el límite establecido en el Anexo II, adjunto a este Decreto y que forma parte integrante del mismo, en cuyo caso se ajustará semestralmente de forma extraordinaria.

Las paramétricas definidas en el Anexo I se aplicarán a los montos de las subetapas que se detallan a continuación:

Líneas y cables

Subetapa	Equipos media tensión ($)	Subestaciones ($)	Total ($)
Líneas aéreas y cables	8.803.728.000	.	8.803.728.000
Equipos de media tensión	2.137.937.000	.	2.137.937.000
Subestaciones transformadoras	.	2.314.572.000	2.314.572.000
Total	10.941.665.000	2.137.937.000	13.256.237.000

Artículo 3º. El valor de la remuneración anual reconocida de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica será revisado cada cuatro años por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) previa opinión del Distribuidor y sometido a consideración del Poder Ejecutivo.

Artículo 4º. El presente decreto regirá desde el día de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 5º.- Comuníquese, publíquese y, cumplido archívese.

Anexo I: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV

Clinycabn= Clinycab0*0,23* IPCnIPC0+0,13*

IPPDUSAnIPPDUSA0*TCnTC0+0,43*SelecnSelec0+0,07*GoilnGoil0+0,14*AlnAl0*TCnTC0

CequiposMTn= CequiposMT0*0,23* IPCnIPC0+0,13*

IPPDUSAnIPPDUSA0*TCnTC0+0,43*SelecnSelec0+0,07*GoilnGoil0+0,14*AlnAl0*TCnTC0

Csubestn= Csubest0*0,24* IPCnIPC0+0,23*

IPPDUSAnIPPDUSA0*TCnTC0+0,31*SelecnSelec0+0,06*GoilnGoil0+0,16*CunCu0*TCnTC0

Clinycabn: Costo de las líneas y cables ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

Clinycab0: Costo de las líneas y cables correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

CequiposMTn: Costo de los equipos de media tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

CequiposMT0: Costo de los equipos de media tensión correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

Csubestn: Costo de las subestaciones de media tensión/baja tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

Csubest0: Costo de las subestaciones de media tensión/baja tensión correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

IPC: Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas,

http://www.ine.gub.uy/web/guest/ipc-indice-de-precios-al-consumo .

IPCn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC0: Valor del índice IPC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution, serie PCU221122221122 de EE.UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate .

IPPDUSAn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

IPPDUSA0: Valor del índice IPPDUSA correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/cotizacion-demonedas2

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.

TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Selec: Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Sub-grupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el decreto ley N° 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social http://www.mtss.gub.uy/index.php?option=com content&view=category&id=147:1industria-einstalaciones-de-la-construccion-&Itemid=188&layout=default .

Selecn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del valor Selec, con dos cifras decimales.

Selec0: Valor del Selec correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Goil: Precio medio del Gas Oil 50S sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería en su página web en el Área Energía sección

Publicaciones/Series estadísticas de petróleo y derivados; en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

Goiln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Goil, con dos cifras decimales.

Goil0: Valor del Goil correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMOHistorical-Data-Monthly.xlsx.

La serie a seleccionar en el archivo es "Aluminum ($/mt)".

Aln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Al, con dos cifras decimales.

Al0: Valor del precio Al correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Cu: Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/CMOHistorical-Data-Monthly.xlsx.

La serie a seleccionar en el archivo es "Copper ($/mt)".

Cun: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Cu, con dos cifras decimales.

Cu0: Valor del precio Cu correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Anexo II: Descripción del criterio de ajuste extraordinario por variación del precio del dólar estadounidense

En el año "n+1" la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) calculará la variación del promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" del precio del dólar estadounidense, según definición explicitada en el Anexo I, con respecto al promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n". En caso que se produzca un incremento superior al 20%, se calculará de forma anticipada en el mes de junio del año "n+1" un ajuste extraordinario de la remuneración de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV de energía eléctrica según las paramétricas definidas en el Anexo I, que comenzará a regir el 1° de julio del año "n+1". Este ajuste será calculado en base a los valores promedios mensuales de los 6 meses posteriores a octubre del año "n" de las variables contenidas en las mencionadas paramétricas.

Decreto N° 26/020- Se fijan los valores unitarios máximos de los cargos por el uso de las instalaciones de Interconexión Internacional con la República Federativa del Brasil asociados a los Intercambios Spot (Exportación e Importación)

De 27 de enero de 2020, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2020- Se fijan los valores unitarios máximos de los cargos por el uso de las instalaciones de Interconexión Internacional con la República Federativa del Brasil asociados a los Intercambios Spot (Exportación e Importación).

VISTO: Las instalaciones de interconexión internacional de Uruguay con la República Federativa del Brasil;

RESULTANDO: I) Que existen instalaciones de interconexión internacional entre el Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Eléctrico de la República Federativa del Brasil, a través de las conversoras de frecuencia instaladas en Rivera y en Melo;

II) Que el Decreto No. 217/015 de 10 de agosto de 2015, estableció los cargos unitarios por uso de las instalaciones de interconexión asociadas a la Exportación Spot, y encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la elaboración de una propuesta de remuneración de dichas instalaciones y su modalidad de ajuste a futuro;

III) Que URSEA, previa consulta pública, elaboró una propuesta de remuneración de las instalaciones y su modalidad de ajuste, y de cálculo de peajes;

IV) Que la inversión en la infraestructura de interconexión fue desarrollada por decisión gubernamental;

V) Que los ingresos por el uso de la infraestructura de interconexión son considerados por el Poder Ejecutivo en oportunidad de analizar la aprobación del Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

VI) Que se utilizará la propuesta elaborada por URSEA sobre la remuneración reconocida anual, que incluye los compromisos de UTE en relación a las inversiones, y se tomará en cuenta que hasta la fecha UTE no tiene otros ingresos por la infraestructura de interconexión;

VII) Que en base a lo anterior, de acuerdo al artículo 108 del Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002, se establecerá el siguiente coeficiente para la fórmula de cálculo del cargo: (alfa) a = 1;

CONSIDERANDO: I) Que corresponde fijar los valores de los cargos por el uso de las instalaciones de interconexión internacional del país con la República Federativa del Brasil, asociados a los intercambios de oportunidad;

II) Que es de interés utilizar la infraestructura disponible para realizar intercambios de oportunidad entre los sistemas eléctricos;

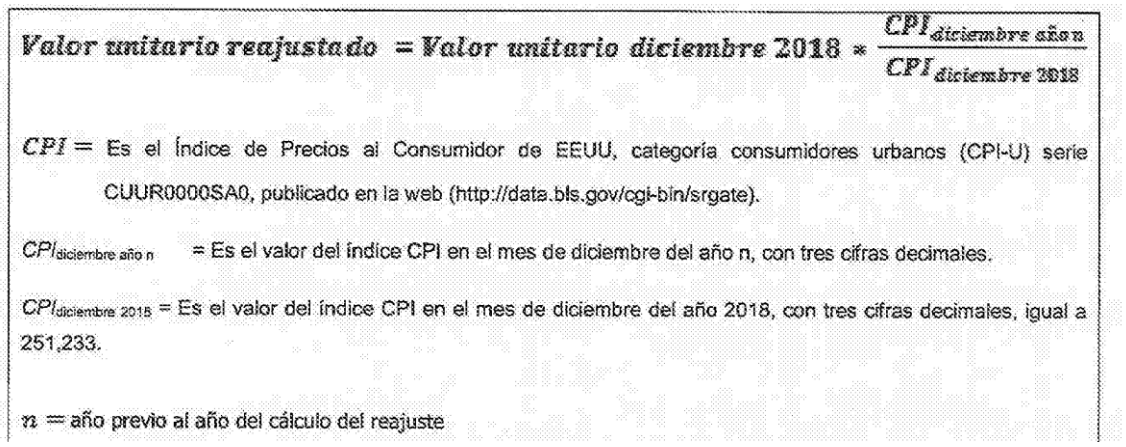
ATENTO: A lo expuesto, a lo informado por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, la Dirección Nacional de Energía, y lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, el Decreto No. 278/002 de 28 de junio de 2002 y el Decreto No. 217/015 de 10 de agosto de 2015;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Fíjanse los valores unitarios máximos de los cargos por el uso de las instalaciones de Interconexión Internacional con la República Federativa del Brasil asociados a los Intercambios Spot (Exportación e Importación):

Interconexión Rivera - Livramento: USD/MWh 13,16 (valor a diciembre 2018)
Interconexión Melo - Presidente Medici: USD/MWh 12,83 (valor a diciembre 2018)

Los valores unitarios se reajustarán en el mes de enero de cada año, de acuerdo con la variación del Consumer Price Index publicado por el Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, aplicando la siguiente fórmula:



$$Valor\ unitario\ reajustado = Valor\ unitario\ diciembre\ 2018 * \frac{CPI_{diciembre\ año\ n}}{CPI_{diciembre\ 2018}}$$

CPI = Es el Índice de Precios al Consumidor de EEUU, categoría consumidores urbanos (CPI-U) serie CUUR0000SA0, publicado en la web (http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate).

$CPI_{diciembre\ año\ n}$ = Es el valor del índice CPI en el mes de diciembre del año n, con tres cifras decimales.

$CPI_{diciembre\ 2018}$ = Es el valor del índice CPI en el mes de diciembre del año 2018, con tres cifras decimales, igual a 251,233.

n = año previo al año del cálculo del reajuste

Artículo 2º. La Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería solicitará a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la elaboración de una propuesta de nuevos valores de cargos cuando se modifiquen las circunstancias consideradas para la fijación de los aprobados por este Decreto.

Artículo 3º. Los cargos fijados por el artículo 1 y su mecanismo de reajuste se aplicarán a usos posteriores a la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial.

Artículo 4º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 27/020- Se autoriza a los Suscritores conectados a la Red de Distribución de Baja Tensión, a generar energía eléctrica a partir de la instalación de baterías que operen en paralelo y que no inyecten energía a la red del Distribuidor.

De 27 de enero de 2020, publicado en D.O. el 5 de febrero de 2020- Se autoriza a los Suscritores conectados a la Red de Distribución de Baja Tensión, a generar energía eléctrica a partir de la instalación de baterías que operen en paralelo y que no inyecten energía a la red del Distribuidor.

VISTO: La necesidad de continuar con el desarrollo de la reglamentación sobre la generación de energía eléctrica sin inyección a la red del Distribuidor;

RESULTANDO: I) Que el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002, establece que las instalaciones calificadas de distribución son aquellas en Media y Baja Tensión;

II) Que en la Sección III de dicho Reglamento no se contempló de forma explícita la generación conectada a la red de Baja Tensión, ni el uso de sistemas de acumulación (baterías) en las instalaciones de los suscritores;

III) Que el Decreto No. 173/010 de 1º de junio de 2010 autorizó a los suscritores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica, y a intercambiar energía en forma bidireccional con la red de Distribución;

IV) Que el Decreto No. 43/015 de 2 de febrero de 2015, reglamentó la instalación y operación de centrales generadoras que funcionen en paralelo con la Red de Interconexión sin inyectar energía eléctrica, y las no conectadas a dicha red;

V) Que el uso de baterías, en determinadas condiciones, puede ayudar a un mayor aprovechamiento del sistema eléctrico;

CONSIDERANDO: I) Que en el marco de los lineamientos estratégicos de política para el sector de energía se considera conveniente diversificar la generación de energía eléctrica;

II) Que de acuerdo a la reglamentación queda comprendido en la calidad de suscritor el titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor que genera energía eléctrica para su propio consumo sin entregar energía a la red;

III) Que se valora positivamente autorizar la generación de energía eléctrica con baterías sin inyección a la red del Distribuidor;

IV) Que es necesario desarrollar estudios del impacto relacionado a la instalación de baterías en el sistema eléctrico;

ATENTO: A lo expuesto, y a lo dispuesto en Decreto Ley No. 14.694 del 1º de setiembre de 1977, en la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997, y en los Decretos, Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002, Decreto No. 277/002 de 28 de junio de 2002 y Decreto No. 43/015 de 2 de febrero de 2015;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Autorízase a los Suscritores conectados a la Red de Distribución de Baja Tensión, a generar energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo y que no inyecten energía a la red del Distribuidor.

Artículo 2º. La generación de energía eléctrica por parte de Suscritores conectados a Media Tensión, a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo a la Red de Interconexión se regirá por el artículo 12 BIS del Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el Decreto No. 43/015 de 2 de febrero de 2015.

Artículo 3º. La generación de energía eléctrica a partir de una instalación de baterías no conectada a la Red de Interconexión se regirá por el artículo 12 del Decreto No. 276/002 de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el Decreto No. 43/015 de 2 de febrero de 2015.

Artículo 4º. Los Suscritores deberán cumplir con las condiciones técnicas específicas y suscribir previamente los convenios respectivos con el Distribuidor.

Artículo 5º. Las condiciones técnicas específicas serán elaboradas por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y aprobadas por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), con la participación en el procedimiento respectivo del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

Los términos de los convenios serán establecidos por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas previa opinión de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

Artículo 6º. El Suscritor, entre otros que correspondan, pagará los costos:

I. que insuman las modificaciones razonablemente necesarias de la red eléctrica;
II. de las instalaciones interiores para la conexión a la red;

III. del eventual y razonable acondicionamiento del puesto de medida y conexión.

Artículo 7º. El desarrollo de la actividad de generación de energía deberá cumplir con la normativa ambiental relativa a la instalación y la disposición final de baterías.

Artículo 8º. Un Suscritor no podrá estar amparado simultáneamente, por el mismo suministro, en el presente decreto y el Decreto No. 173/010 de 1º de junio de 2010.

Artículo 9º. La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua y el Ministerio de Industria, Energía y Minería realizarán una evaluación del impacto de la instalación de baterías en el sistema eléctrico, incluida la pertinencia de la creación de una nueva categoría tarifaria, cuando se encuentren instalados 10 MW de potencia instalada o se cumplan tres años de la fecha de aprobación del presente Decreto.

Artículo 10º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 81/020- Se actualiza la remuneración reconocida anual para las Instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV, y los cargos por el uso de dicho sistema.

De 28 de febrero de 2020, publicado en D.O. el 6 de marzo de 2020- Se actualiza la remuneración reconocida anual para las Instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV, y los cargos por el uso de dicho sistema.
VISTO: La necesidad de actualizar la remuneración reconocida anual para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV, y los cargos por el uso de dicho sistema;

RESULTANDO: I) Que por el Decreto No. 380/019 de 9 de diciembre de 2019, se estableció la remuneración reconocida anual para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV correspondiente al año 2019, y su modalidad de ajuste;

II) Que por el Decreto No. 379/019 de 9 de diciembre de 2019, se aprobaron los valores de los cargos unitarios correspondientes al año 2019, que regirán hasta que se aprueben los nuevos valores;

III) Que en el Decreto No. 380/019 de 9 de diciembre de 2019, el valor presentado correspondiente a la remuneración reconocida anual del componente Subestaciones de las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV, no era el correcto. Dicho valor no afecta ni modifica los valores de los cargos unitarios aprobados por el Decreto No. 379/019, pero igualmente se entiende que corresponde subsanarlo en el presente decreto;

IV) Que las paramétricas de ajuste del valor de la remuneración reconocida anual de las subetapas de las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV definidas en el Anexo I del Decreto No. 380/019 de 9 de diciembre de 2019 y las paramétricas de ajuste de los valores del cargo por pérdida de energía y del cargo fijo definidas en el Decreto No. 379/019 de 9 de diciembre de 2019, no quedaron adecuadamente legibles debido a un problema de formato del archivo utilizado, y por ende se entiende que corresponde explicitarlas en el presente decreto para que se pueda hacer una lectura adecuada de las mismas;

V) Que la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua calculó la remuneración reconocida anual para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y los valores de los cargos unitarios para los usuarios correspondientes al año 2020;

CONSIDERANDO: Que corresponde realizar la actualización de la remuneración reconocida anual para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y de los valores de los cargos por el uso de dicho Sistema para el año 2020 y corregir el error padecido;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Sustitúyase el valor correspondiente a la remuneración reconocida anual del componente Subestaciones de las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV aprobado por el Decreto No. 380/019, 2.314.572.000 por el valor 2.207.356.000. En el

Anexo I se explicita la remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV correspondiente al año 2019 con el error subsanado.

Artículo 2°. Explicítese las paramétricas de ajuste del valor de la remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y de los valores del cargo por pérdida de energía y del cargo fijo, en el Anexo II del presente decreto, aprobadas por el Decreto No. 380/019 y por el Decreto No. 379/019 de 9 de diciembre de 2019 respectivamente, y utilizadas para actualizar la remuneración reconocida anual para las instalaciones de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y los valores de los cargos por el uso de dicho Sistema para el año 2020.

Artículo 3°. Apruébanse los siguientes valores de la remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV correspondientes al año 2020:

Subetapa	Equipos media tensión ($)	Subestaciones ($)	Total ($)
Líneas aéreas y cables	9.361.879.818	.	9.361.879.818
Equipos de media tensión	2.273.480.662	.	2.273.480.662
Subestaciones transformadoras	.	2.384.564.915	2.384.564.915
Total	11.635.360.480	2.384.564.915	14.019.925.396

Artículo 4°. Apruébanse los siguientes valores de los cargos por el uso del Sistema de Distribución de energía eléctrica de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV correspondientes al año 2020:

Cargos de peajes ($/kW.mes)	2020
Cargo por potencia contratada en el Período de Punta	767,35
Cargo por potencia contratada en el Período de Llano	645,35
Cargo por potencia contratada en el Período de Valle	151,21
Cargo por pérdida de energía ($/kWh)	2020
Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión	0,21
Cargo fijo ($/mes)	2020
Careo fiio	4.143,23

Artículo 5°.- Los valores aprobados regirán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial y hasta nueva determinación, y no se aplicarán a las transacciones ejecutadas con anterioridad a esa fecha.

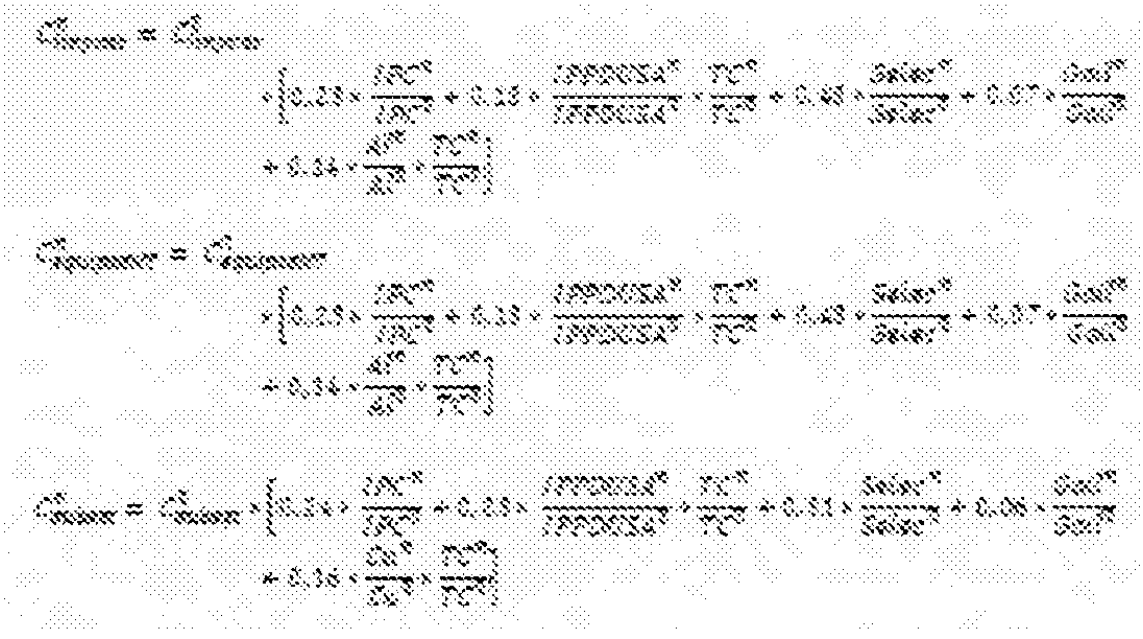
Artículo 6°.- Comuníquese, publíquese, etc.

Anexo I: Remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV correspondiente al año 2019

Subetapa	Equipos media tensión ($)	Subestaciones ($)	Total ($)

Líneas aéreas y cables	8.803.728.000	.	8.803.728.000
Equipos de media tensión	2.137.937.000	.	2.137.937.000
Subestaciones transformadoras	.	2.207.356.000	2.207.356.000
Total	10.941.665.000	2.207.356.000	13.149.020.000

Anexo II: Paramétricas de ajuste del valor de la remuneración anual reconocida de las subetapas de las instalaciones de Distribución de 22 kV, 15 kV y 6,4 kV y de los valores del cargo por pérdida de energía y del cargo fijo



Cnlinycab: Costo de las líneas y cables ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

C0linycab: Costo de las líneas y cables correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

CnlinycabMT: Costo de los equipos de media tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

CoequiposMT: Costo de los equipos de media tensión correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

Cnsubest: Costo de las subestaciones de media tensión/baja tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1".

C0subest: Costo de las subestaciones de media tensión/baja tensión correspondiente al mes de diciembre de 2017 en pesos uruguayos.

IPC: Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www. ine.gub.uy/web/guest/ipc-indice-de-precios-al-consumo.

IPCn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPC, con dos cifras decimales.

IPC0: Valor del índice IPC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution, serie PCU221122221122 de EE.UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web [http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate].

IPPDUSAn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.

IPPDUSA0: Valor del índice IPPDUSA correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/ cotizacion-demonedas2.

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.

TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Selec: Salario por jornal de la categoría medio oficial electricista, correspondiente al Grupo 9 Industria de la Construcción y afines, Subgrupo 01 Industria e instalaciones de la Construcción, Personal incluido en el Decreto Ley No. 14.411, categoría VI, publicado en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social http://www.mtss.gub.uy/ index.pho?option=com content&view=category&id = 147: 1industria-e-instalaciones-de-la-construccion-&Itemid=188&layout=default.

Selecn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del valor Selec, con dos cifras decimales.

Seled0: Valor del Selec correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Goil: Precio medio del Gas Oil 50S sin impuestos expresado en $U/litro, publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería en su página web en el Área Energía sección Publicaciones/Series estadísticas de petróleo y derivados; en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

Goiln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Goil, con dos cifras decimales.

Goil0: Valor del Goil correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

Al: Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/ CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx. La serie a seleccionar en el archivo es "Aluminum ($/mt)".

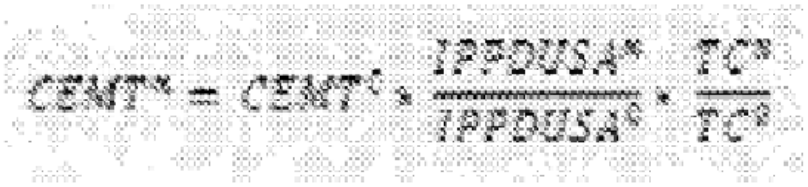
Aln: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Al, con dos cifras decimales.

Al0: Valor del precio Al correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.
Cu: Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica. El valor es publicado por el Banco Mundial en su página web, http://pubdocs.worldbank.org/en/561011486076393416/ CMO-Historical-Data-Monthly.xlsx. La serie a seleccionar en el archivo es "Copper ($/mt)".

Cun: Promedió aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio Cu, con dos cifras decimales.
Cu0: Valor del precio Cu correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

CEMT: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión

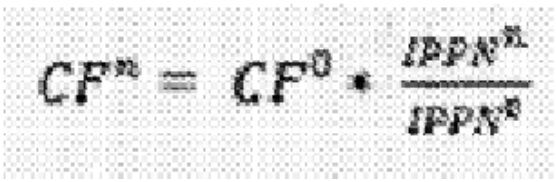
El CEMT se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula:



CEMTn: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"
CEMT0: Cargo por pérdida de energía a suministros en media tensión de diciembre del año 2017 en pesos uruguayos
IPPDUSA: Índice de precios al productor Electric Power Distribution, serie PCU221122221122 de EE.UU. publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate.
IPPDUSAn: Promedio aritmético de los valores mensuales, incluyendo los datos preliminares, de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPDUSA, con dos cifras decimales.
IPPDUSA0: Valor del índice IPPDUSA correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.
TC: Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en $U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/ cotizacion-demonedas2.

TCn: Promedio aritmético de los valores promedios mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del precio TC, con dos cifras decimales.
TC0: Valor del TC correspondiente al mes de diciembre de 2017, con dos cifras decimales.

El cargo fijo se ajustará anualmente a través de la siguiente fórmula:



CFn: Cargo fijo ajustado al año "n" en pesos uruguayos a regir en el año "n+1"
CF0: Cargo fijo de diciembre del año 2017 en pesos uruguayos
IPPN: Índice de precios al productor de productos nacionales (base marzo 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, http://www.ine.gub.uy/web/guest/ippn-indice-de-precios-al-productor-de-productos-nacionales.
IPPNn: Promedio aritmético de los valores mensuales de los últimos 12 meses disponibles previos al mes de noviembre del año "n" del índice IPPN con dos cifras decimales.
IPPN0: Valor del índice IPPN de diciembre del año 2017, con dos cifras decimales.

Decreto N° 82/020- Se aprueban los valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica

De 28 de febrero de 2020, publicado en D.O. el 9 de marzo de 2020- Se aprueban los valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica

VISTO: La necesidad de actualizar las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica, y los cargos por el uso de dichos sistemas;

RESULTANDO: I) Que por los Decretos, Decreto No. 65/019 y Decreto No. 66/019 de 25 de febrero de 2019, se establecieron respectivamente la remuneración reconocida anual para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica correspondiente al año 2018 y su modalidad de ajuste;

II) Que el Decreto No. 277/015 de 13 de octubre de 2015, estableció la metodología de cálculo de los cargos por el uso de los sistemas mencionados;

III) Que el Decreto No. 169/019 de 17 de junio de 2019, aprobó los valores de los cargos unitarios correspondientes al año 2019, que regirán hasta que se aprueben los nuevos valores;

IV) Que la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), calculó las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos unitarios para los usuarios;

CONSIDERANDO: Que corresponde realizar la actualización de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica y de los valores de los cargos por el uso de dichos Sistemas para el año 2020, y que regirán desde la publicación en el Diario Oficial;

ATENTO: A lo expuesto y lo dispuesto en los artículos 15 y 17 de la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Apruébanse los siguientes valores de las remuneraciones reconocidas anuales para las instalaciones de los Sistemas de Trasmisión y de Subtrasmisión de energía eléctrica:

Trasmisión - Remuneración inicio vigencia 2020

Subetapas	Estaciones $	Líneas $	Total $
Red de 500 kV	805.207.019	1.719.989.906	2.525.196.925
Transformación 500/150 kV	731.195.830	731.195.830	
Red de 150 kV	1.080.125.522	2.949.399.789	4.029.525.311
Transformación 150/60/30 kV y secciones de salidas en 63 y 31,5 kV	1.991.617.676	1.991.617.676	
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 150-500 kV, y en 63-31,5 kV en las estaciones de 150 kV	352.005.773	54.423.853	406.429.626
Total	4.960.151.820	4.723.813.548	9.683.965.368

Subtrasmisión - Remuneración inicio vigencia 2020

Subetapas	Estaciones $	Líneas $	Total $
Líneas y cables 31,5-63 kV	313.369.702	2.794.729.626	3.108.099.328
Transformación 31,5-63/6,4-15 kV y secciones de salidas en 6,4 - 15 kV	2.420.705.200	2.420.705.200	
Instalaciones de conexión de generadores y de consumidores conectados en 31,5-63 kV	210.917.622	210.917.622	
Total	2.944.992.524	2.794.729.626	5.739.722.150

Artículo 2°. Apruébanse los siguientes valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión de energía eléctrica y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Subtrasmisión de energía eléctrica:

Cargos de Trasmisión	Inicio vigencia 2020
Peajes Demandas en 500kV	$/kW.mes
Cargo Pmax	112,45
Peajes Demandas en 150kV	$/kW.mes
Cargo Pp	272,52
Cargo (Pfp-Pp)	150,09
Exportaciones ocasionales	$/MWh
Exportaciones en 500 kV Exportaciones	154,04
en 150 kV	373,31

Cargos de Subtrasmisión	Inicio vigencia 2020
Cargos por uso de red	$/kW.mes
Cargo Pcp	353,10
Cargo Pcll	263,89
Cargo Pcv	45,16
Cargo fijo	$/mes
Careo fijo	5.110,33

Artículo 3°.- Los valores aprobados regirán desde la publicación del presente Decreto en el Diario Oficial y hasta nueva aprobación, y no se aplicarán a las transacciones ejecutadas con anterioridad a esa fecha.

Artículo 4°.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 84/020- Se exhorta a UTE a mantener durante el año 2020 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

De 10 de marzo de 2020, publicado en D.O. el 16 de marzo de 2020- Se exhorta a UTE a mantener durante el año 2020 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

VISTO: La conveniencia de promover el apoyo a la cadena productiva láctea nacional, aprovechando la disponibilidad energética;

RESULTANDO: I) Que por Decreto No. 138/017, de 5 de setiembre de 2017, el Poder Ejecutivo exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea;

II) Que dicho Ente ha instrumentado el mismo a través de una serie de resoluciones que se renuevan periódicamente;

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de la política industrial y energética;

II) Que las actividades desarrolladas en el ámbito de la cadena productiva láctea resultan de vital importancia para la capacidad productiva del país;

III) Que se entiende conveniente continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria, con la implementación de medidas de eficiencia energética;

IV) Que para ello procede exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a promover el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial ociosa, y así mitigar temporalmente los efectos negativos coyunturales del sector;

ATENTO: A lo expuesto, y lo dispuesto por el artículo 8 del Decreto No. 574/974, de 12 de julio de 1974, modificativos y concordantes;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a mantener durante el año 2020 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

Artículo 2º. Comuníquese y publíquese. Cumplido, archívese.

Decreto N° 85/020- Se exhorta a UTE a mantener el beneficio comercial en curso, en los plazos inicialmente previstos para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, e instrumentarlo nuevamente para el período comprendido entre noviembre del año 2020 a marzo del año 2021.

De 10 de marzo de 2020, publicado en D.O. el 16 de marzo de 2020- Se exhorta a UTE a mantener el beneficio comercial en curso, en los plazos inicialmente previstos para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, e instrumentarlo nuevamente para el período comprendido entre noviembre del año 2020 a marzo del año 2021.

VISTO: La conveniencia de promover actividad de riego con fines productivos mediante la utilización de la energía eléctrica.

RESULTANDO: I) Que la situación energética del país, permite desarrollar una política de estímulo a los productores que utilizan sistema de riego, facilitando su acceso a la misma;

II) Que la actividad de riego se considera una práctica que mejora la competitividad de varios sectores productivos agrícolas de la economía nacional;

III) Que la utilización de energía eléctrica por los sujetos que realizan la referida actividad, constituye un gasto significativo dentro de su estructura de costos.

CONSIDERANDO: I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de la política energética y de desarrollo productivo;

II) Que se entiende conveniente implementar un beneficio que reduzca el costo de la energía eléctrica a los consumidores regantes, en el período comprendido entre los meses noviembre - marzo inclusive, a través de una directiva del Poder Ejecutivo a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

III) Que la medida tiende a promover el desarrollo de la actividad de riego en sectores que la tienen como práctica extendida y en otros sectores productivos en los que tiene un desarrollo incipiente;

IV) Que se considera que la medida a implementar no tendrá un impacto financiero negativo significativo en el presupuesto de UTE.

ATENTO: A lo expuesto y a lo dispuesto por el artículo 8º del Decreto No. 574/974 de 12 de julio de 1974;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a mantener el beneficio comercial en curso, en los plazos inicialmente previstos para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, e instrumentarlo nuevamente para el período comprendido entre noviembre del año 2020 a marzo del año 2021. El

referido beneficio comercial consistirá en un descuento mensual del quince por ciento (15%) del gasto total de energía eléctrica sin IVA.

Artículo 2. Comuníquese y publíquese. Cumplido, archívese.

Decreto N° 119/020- Se exhorta a UTE a suspender los cortes de energía eléctrica por no pagos de servicios

De 8 de abril de 2020, publicado en D.O. el 16 de abril de 2020- Se exhorta a UTE a suspender los cortes de suministro de energía eléctrica que correspondiere disponer por el no pago de servicios, exclusivamente en el caso de los usuarios de planes generales y residenciales, hasta el 13 de abril de 2020.

VISTO: el Decreto Nº 93/020 del 13 de marzo de 2020;

RESULTANDO: que por el mismo, se declaró el estado de emergencia nacional sanitaria, como consecuencia de la pandemia originada por el virus COVID - 19;

CONSIDERANDO: I) que es necesario mantener la continuidad de los servicios públicos, de un modo razonable y de acuerdo a las posibilidades reales de las finanzas del país;

II) que teniendo en cuenta la evolución de la crisis sanitaria se están adoptando medidas excepcionales para contemplar la situación de distintos sectores del país;

III) que resulta esencial mantener el suministro eléctrico a las personas que se encuentren en una situación más vulnerable a las consecuencias de la emergencia sanitaria;

ATENTO: a lo expuesto y a lo previsto en el artículo 168 de la Constitución Vigente de la República, en el Decreto-Ley No. 14.694 de 1 de setiembre de 1977 y en la Ley Nº 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a suspender los cortes de suministro de energía eléctrica que correspondiere disponer por el no pago de servicios, exclusivamente en el caso de los usuarios de planes generales y residenciales, hasta el 13 de abril de 2020.

Artículo 2º.- Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 134/020- Se exhorta a UTE a instrumentar beneficio comercial a suministros con usos eléctricos de riego con fines productivos

De 8 de abril de 2020, publicado en D.O. el 16 de abril de 2020- Se exhorta a UTE a instrumentar un beneficio comercial de descuento mensual de 20% del gasto total de energía eléctrica sin IVA, para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, por los consumos realizados durante el período comprendido en abril y mayo de 2020.

VISTO: La situación especial generada por la sequía que enfrenta nuestro país;

RESULTANDO: I) Que tal situación de déficit hídrico grave impacta directamente en el sector productivo agrícola;

II) Que dicha circunstancia incrementa la necesidad de recurrir al riego para paliar los efectos adversos en la actividad productiva;

III) Que el costo que representa la utilización de energía eléctrica por parte de los regantes constituye un gasto significativo dentro de su estructura de costos;

CONSIDERANDO: I) Que es competencia del Poder Ejecutivo la definición de las políticas energética y de desarrollo productivo;

II) Que se entiende conveniente implementar un beneficio que reduzca el costo de la energía eléctrica para los consumidores regantes, en el período comprendido entre abril - mayo, por directiva del Poder Ejecutivo a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE);

III) Que la medida además se encuentra dentro de la política de promover el desarrollo de la actividad de riego en sectores productivos que la tienen como práctica consolidada, y en aquellos en los que tiene un desarrollo incipiente;

IV) Que la viabilidad económica de la actividad de riego mejora la competitividad de los sectores productivos agrícolas, cuyo desempeño es fundamental para el desarrollo económico y social del país;

ATENTO: A lo expuesto, y lo establecido en el artículo 168 de la Constitución Vigente de la República, el Decreto Ley No. 14.694 del 1º de setiembre de 1977, y en la Ley No. 16.832 de 17 de junio de 1997;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un beneficio comercial de descuento mensual del 20% del gasto total de energía eléctrica sin IVA, para los suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos, por los consumos realizados durante el período comprendido de abril y mayo de 2020.

Artículo 2º. Comuníquese, publíquese, etc.

Decreto N° 211/020- Se aprueba el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, deberá pagar a UTE

De 29 de julio de 2020, publicado en D.O. el 4 de agosto de 2020- Se aprueba el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, deberá pagar a UTE.

VISTO: Los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

RESULTANDO: I) Que el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 promovió la celebración de contratos de compraventa de energía entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica;

II) Que los artículos 5 y 6 del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012, encomendaron a la Dirección Nacional de Energía en oportunidad de cada ajuste del pliego tarifario de UTE calcular y elevar al Poder Ejecutivo el precio de la energía que el Consumidor Industrial deberá pagar a UTE;

III) Que el cálculo de la potencia excedentaria se rige por las normas correspondientes a la actividad de los Autoproductores;

CONSIDERANDO: I) Que el Poder Ejecutivo aprobó el Pliego Tarifario de UTE a regir a partir del 1º de abril de 2020;

II) Que la Dirección Nacional de Energía efectuó el cálculo del ajuste del precio de la energía que el Consumidor Industrial deberá abonar a UTE, de acuerdo al procedimiento estipulado en el Anexo I del Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012;

III) Que existe un solo consumidor adherido al presente marco normativo, el cual está conectado a nivel de Media Tensión, que comprende las redes en 6,4-15-22 kV;

IV) Que el artículo 3 del Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 estableció que la actividad de los Consumidores Industriales que instalen generación eólica dentro del predio de su emprendimiento se regirá en lo no regulado por dicho decreto por las normas correspondientes a la actividad de los Autoproductores;

ATENTO: A lo previsto en el Decreto Ley No. 14.694 de 1º de setiembre de 1977, el Decreto Ley No. 15.031 de 4 de julio de 1980, la Ley No. 16.832 de 17 de junio de: 1997, el artículo 403 de la Ley No. 18.719 de 27 de diciembre de 2010, el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, y el Decreto No. 433/012 de 28 de diciembre de 2012, a lo informado por la Dirección Nacional de Energía y la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el precio de la energía demandada al sistema que el Consumidor Industrial amparado en el Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012 conectado en 6,4-15-22 kV, deberá pagar a UTE, y que regirá a partir de la fecha de este Decreto:

Cargo por Energía ($ / kWh)	2,318
Cargo por Potencia en horas Punta y Llano ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE)	303,7
Cargo por Potencia en horas Valle ($/kW facturado según pliego tarifario de UTE)	10,0
Cargo de Transición Unitario ($/kW contratado)	200,34
Cargo Fijo mensual ($/mes)	13.681

CARGO DE TRANSICIÓN TOTAL = CARGO DE TRANSICIÓN UNITARIO *

(Kp * Pcp + Kll * Pcll + Kv * Pcv)
Kp = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario punta

Kll = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario llano

Kv = Coeficiente de Diferenciación Horaria en el tramo horario valle

Pcp = Cantidad de kW contratados en el tramo horario punta
Pcll = Cantidad de kW contratados en el tramo horario llano
Pcv = Cantidad de kW contratados en el tramo horario valle Los períodos horarios correspondientes al horario de punta, llano y valle son los establecidos en el pliego tarifario de UTE.

Los valores que asumen los coeficientes de diferenciación horaria son los siguientes:

Kp = 1,3 Kll = 1
Kv = 0,45 A los precios indicados se les deberá adicionar el IVA correspondiente.

Artículo 2º. El cálculo de la potencia excedentaria, en el marco del Decreto No. 158/012 de 17 de mayo de 2012, se realizará de acuerdo a la metodología, distinguiendo los períodos horarios, aplicable a los Autoproductores.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese y, cumplido, archívese.

Decreto N° 382/020- Se aprueba el presupuesto de ADME para el ejercicio 2020

De 31 de diciembre de 2020, publicado en D.O. el 12 de enero de 2021- Se aprueba el presupuesto de ADME para el ejercicio 2020.

VISTO:El proyecto de presupuesto para el ejercicio 2020 presentado por la Administración del Mercado Eléctrico para su aprobación;

RESULTANDO: I) Que por el artículo 4º de la Ley No. 16.832, de 17 de junio de 1997, se creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica;

II) Que el artículo 10 de la mencionada Ley prevé que el Poder Ejecutivo deberá aprobar el presupuesto de ADME previo informe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y establecer el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas que financiará el presupuesto aprobado;

III) Que por Decreto No. 395/007, de 24 de octubre de 2007 se estableció el procedimiento de cálculo para la fijación del monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas;

CONSIDERANDO:I) Que la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera con respecto al proyecto de presupuesto de ADME que sus egresos no podrán exceder del monto de $ 159:616.933 (pesos uruguayos ciento cincuenta y nueve millones seiscientos dieciséis mil novecientos treinta y tres) para la totalidad del año 2020;

II) Que asimismo la Oficina de Planeamiento y Presupuesto considera que el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas debe fijarse en un máximo de $ 5,406 por MWh (pesos uruguayos cinco con cuatrocientos seis centésimos por megavatios-hora) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 11:341.000 MWh (once millones trescientos cuarenta y un mil megavatios-hora) durante el año 2020;

III) Que considerando la política de ahorro presupuestal indicada por el Poder Ejecutivo el Directorio de ADME resolvió ajustar su presupuesto de egresos así como corrigiendo el monto a descontar por disponibilidades y la energía eléctrica durante el año 2020;

IV) Que de lo expuesto lo egresos totales de ADME no podrán exceder los $ 147:236.447 (pesos uruguayos ciento cuarenta y siete millones doscientos treinta y seis mil cuatrocientos cuarenta y siete) fijando el monto de la Tasa Nacional de Cargas en $ 4,825 por MWh (pesos uruguayos cuatro con ochocientos veinticinco centésimos por megavatios-hora) estimándose el suministro, exportación o tránsito de energía eléctrica en 11:053.000 MWh (once millones cincuenta y tres mil megavatios-hora) durante el año 2020;

ATENTO: A lo expuesto precedentemente;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1º. Apruébase el presupuesto correspondiente a la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el ejercicio 2020 conforme al siguiente resumen, que se encuentra desglosado en los antecedentes del presente:

Resumen Presupuesto 2020	$	%
Retribuciones Personales Totales	37:554.941	26
Gastos de Funcionamiento	8:430.528	6
Gastos de Funcionamiento - Contrato ADME-UTE	99:049.319	67
Inversiones	2:201.659	1
TOTAL PRESUPUESTO 2020	147:236.447	100%

Artículo 2º. Fíjase el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas en $ 4,825/MWh (pesos uruguayos cuatro con ochocientos veinticinco centésimos por megavatios-hora) a regir a partir del 1º de enero de 2020.

Artículo 3º. Comuníquese, publíquese y archívese.

Decreto N° 25/021- Se exhorta a UTE a prorrogar los programas de beneficios promovidos por decretos anteriores.

De 19 de enero de 2021, publicado en D.O. el 22 de enero de 2021- Se exhorta a UTE a prorrogar desde las respectivas fechas de vencimiento y hasta el 31 de marzo de 2021 los programas de beneficios promovidos por los Decretos que se determinan.

VISTO: Los Decretos, Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018, Decreto No. 170/018 de 4 de junio de 2018 y Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018;

RESULTANDO: I) Que los Decretos mencionados promovieron programas de beneficios comerciales de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas para empresas y establecimientos industriales;

II) Que los programas de beneficios han finalizado o se encuentran en su último período de aplicación;

CONSIDERANDO: Que como medida de apoyo a la actividad industrial del país se entiende conveniente extender la vigencia de los programas hasta el 31 de marzo de 2021;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
DECRETA:

Artículo 1°. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas a prorrogar desde las respectivas fechas vencimiento y hasta el 31 de marzo de 2021 los programas de beneficios promovidos por:

- Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018;
- Decreto No. 170/018 de 4 de junio de 2018;
- Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018.

Artículo 2°. El Ministerio de Industria, Energía y Minería establecerá las condiciones de la prórroga de los programas de beneficios, el mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones.

Artículo 3°. El incumplimiento de los compromisos asumidos por los beneficiarios de la prórroga de los respectivos programas podrá ser considerado como causal de exclusión de futuros beneficios impulsados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Artículo 4°. El monto máximo a destinar a los programas de beneficios prorrogados por este Decreto será de $ 85.000.000 (pesos uruguayos ochenta y cinco millones).

Artículo 5°. Comuníquese y publíquese.

Decreto N° 37/021- Se exhorta a UTE a mantener beneficios comerciales a lecheros y empresas relacionadas a la cadena productiva láctea en el 2021.

De 27 de enero de 2021, publicado en D.O. el 2 de febrero de 2021- Se exhorta a UTE a mantener vigente durante el año 2021 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

VISTO: La conveniencia de promover el apoyo a la cadena productiva láctea nacional, aprovechando la disponibilidad energética, sin soslayar la coyuntura actual derivada de la situación de emergencia sanitaria originada por la pandemia del Covid-19;

RESULTANDO: I) Que por el Decreto No. 138/017, de 26 de mayo de 2017, el Poder Ejecutivo exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea;

II) Que dicho Ente ha instrumentado el mismo a través de una serie de resoluciones que se renuevan periódicamente;

CONSIDERANDO:I) Que compete al Poder Ejecutivo la definición de la política industrial y energética;

II) Que las actividades desarrolladas en el ámbito de la cadena productiva láctea resultan de vital importancia para la capacidad productiva del país;

III) Que se entiende conveniente continuar incentivando el consumo eficiente de energía en la industria;

IV) Que para ello procede exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a promover el aprovechamiento de la capacidad de producción industrial ociosa, y así mitigar temporalmente los efectos negativos coyunturales del sector;

ATENTO:

A lo expuesto, y lo dispuesto por la Ley No. 15.031, de 4 de julio de 1980; el Decreto No. 138/017, de 26 de mayo de 2017 y lo dispuesto por el artículo 8 del Decreto No. 574/974, de 12 de julio de 1974, así como demás disposiciones modificativas y concordantes;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

DECRETA:

Artículo 1°. Exhortar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a mantener vigente durante el año 2021 el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea, que fuera dispuesto por diversas resoluciones.

Artículo 2°. Comuníquese y publíquese. Cumplido, archívese.

RESOLUCIONES

Resolución Nº 541/004- Aprueba acuerdo entre UTE y ELECTROBRAS sobre cálculo provisorio de peaje de la estación conversora de frecuencia de Rivera

De 9 de junio de 2004, publicado en D. O. el 15 de junio de 2004. - Se aprueba el acuerdo celebrado entre UTE y la empresa ELETROBRAS el 28 de abril de 2004, por el cual se estableció el denominado "Procedimiento para el Cálculo Provisorio de Peaje para Uso de la Estación Conversora de Frecuencia de Rivera", así como el denominado "Acuerdo de Provisión" con la empresa ENERTRADE COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A

VISTO: la presente gestión promovida por la ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS (UTE);

RESULTANDO: I) que por la misma solicita la aprobación por parte del Poder Ejecutivo del acuerdo celebrado con la empresa ELETROBRAS el pasado día 28 de abril de 2004, por el cual se estableció el denominado "Procedimiento para el Cálculo Provisorio de Peaje para Uso de la Estación Conversora de Frecuencia de Rivera";

II) asimismo, del denominado "Acuerdo de Provisión" con la empresa ENERTRADE COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A. que permite a la República disponer de energía generada en la República Federativa de Brasil, asociada a 70 MW de potencia en el nodo de entrega, realizado a través del mecanismo previsto por el lit. g) del num. 3º del art. 33 del TOCAF por resolución del ente R 04.-1357 de 26 de mayo del corriente;

CONSIDERANDO: que nada obsta para proceder en la forma impetrada por la ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS (UTE), de conformidad a lo establecido por el art. 4, lit. C) del Decreto-Ley 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de UTE) y art. 5 del Decreto-Ley 14.694 de 1º de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad);

ATENTO: a lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

RESUELVE:

Artículo1. Apruébase el acuerdo celebrado por la ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS (UTE) con la empresa ELETROBRAS el pasado día 28 de abril de 2004, por el cual se estableció el denominado "Procedimiento para el Cálculo Provisorio de Peaje para Uso de la Estación Conversora de Frecuencia de Rivera", así como el denominado "Acuerdo de Provisión" con la empresa ENERTRADE COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A., que permite a la República disponer de energía generada en la República Federativa de Brasil, asociada a 70 MW de potencia en el nodo de entrega, los cuales forman parte de la presente resolución.

Nota:Ver Texto de la Norma Internacional.

Artículo2. Notifíquese, comuníquese, etc.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

Montevideo – Uruguay

PROCEDIMENTOS PARA CALCULO PROVISORIO DO PEDÁGIO PARA USO DAS INSTALAÇÕES DA ESTAÇÃO CONVERSORA DE FREQUÊNCIA DE RIVERA

I - INTRODUÇÃO

Os procedimentos estabelecidos no presente documento são de caráter excepcional e temporário, com vigência até 31 dezembro do corrente ano, automaticamente renováveis por

períodos de 6 (seis) meses, salvo se qualquer das partes se manifestar em contrário no prazo de até 30 (trinta) dais antes do fim do prazo acima mencionado.

Tais procedimentos decorrem dos entendimentos mantidos entre os Governos do Uruguai, por intermédio do Ministério de Industria, Energía e Minería, e do Brasil, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, com vistas ao suprimento emergencial de energia do Brasil para o Uruguai, face a atual situação energética desfavorável enfrentada por aquele país.

Ressalte-se que a eficácia dos referidos procedimentos está condicionada À apresentação dos mesmos à alta direção da ELETROBRÁS e a sua concordância.

II - FILOSOFIA

A seguinte filosofia deverá ser adotada no cálculo do pedágio:

a) as partes deverão buscar a recuperação dos investimentos na Conversora, durante o período de vida útil da mesma, fixado no contrato em 33 anos, adotando uma taxa de retorno mínima;

b) adicionalmente, se buscará a recuperação dos custos incorridos por ambas as partes com pagamentos de seguros e de despesas de operação e manutenção das instalações;

c) no caso em que sejam identificados custos distintos dos mencionados, e que ambas as partes estejam de acordo de que os mesmos deverão ser recuperados, se procederá, de imediato, com o mesmo procedimento descrito neste documento, ao recalculo do pedágio correspondente, para a sua imediata aplicação;

d) da mesma forma, por solicitação de qualquer uma das partes, e com a concordância da outra, poderá se proceder ao recalculo do pedágio, quando a variação dos custos internos de qualquer um dos componentes de cálculo, seja afetada, de maneira significativa, pela variação da taxa de câmbio interna;

e) o pedágio será expresso em US$ por dia e será pago em função dos dias de uso efetivo da conversora, independentemente do número de horas de utilização e do montante de energia intercambiada;

f) os acertos decorrentes do presente pedágio serão realizados diretamente entre a ELETROBRÁS e a UTE.

III - PROCEDIMENTOS DE CÂLCULO

Os seguintes procedimentos deverão ser adotados para cálculo do pedágio:

a) se tomará o valor presente das 26 parcelas de amortização constantes da coluna Amortização do Programa de Pagamentos Previstos no Termo Aditivo nº 1 ao Contrato Econômico Financeiro, já incluídas as duas parcelas pagas e que serão consideradas no cálculo, com uma taxa de atualização de capital de 10% ao ano;

b) dito valor será utilizado para cálculo do custo anual a ser recuperado, no período de 33 anos, a uma taxa de atualização de 10% ao ano;

c) a esse valor anual, serão acrescidos os custos anuais de seguros e de despesas de operação e manutenção das instalações da conversora, a serem informados pela UTE;

d) o montante acima apurado será dividido por 365 dias, para cálculo do pedágio-dia, para uso da conversora (dia de uso refere-se ao período de 00:00 às 24:00 horas em que efetivamente foi programado/ realizado intercâmbio através da conversora).

Brasília, 28 de abril de 2004.

Pela UTE	Pela ELETROBRAS
Ricardo Scaglia	Renato Soares Sacramento
Carlos Pombo	Arnaldo Cébolo

Resolución del MIEM s/n 07/2013- Se exhorta a UTE a aplicar la Metodología para la Evaluación del Componente Nacional de la Inversión en los procedimientos de contratación

De 26 de julio de 2013, publicada en D. O. el 1º de agosto de 2013. - Exhórtase a UTE la aplicación de la Metodología para la Evaluación del Componente Nacional de la Inversión, en los procedimientos de contratación que se realicen al amparo de la Resolución de Directorio 13-384. C.

VISTO: La Resolución del Directorio de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) Nº 13-384, de 4 de abril de 2013.

RESULTANDO: I) Que dicha resolución aprueba la incorporación por parte de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), de hasta 300 MW de energía eléctrica generada a partir de fuente eólica, adicionales a las previsiones de incorporación al sistema eléctrico nacional resueltas en otros procedimientos de contratación;

II) Que en anteriores convocatorias, para la compra de energía a partir de fuente eólica de gran escala, instrumentadas a través de los decretos del Poder Ejecutivo Decreto No. 403/009 de 24 de agosto de 2009, Decreto No. 159/011 de 6 de mayo de 2011 y Decreto No. 424/011 de 6 de diciembre de 2011, se fijó un mínimo de componente nacional a incluir en las propuestas, y se encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería establecer los criterios de evaluación del componente nacional de inversión que utilizara la Cámara de Industrias del Uruguay para la convocatoria respectiva;

III) Que la metodología propuesta ha sido elaborada por la Dirección Nacional de Industrias y la Dirección Nacional de Energía, en colaboración con técnicos de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y la participación de agentes del sector Privado.

CONSIDERANDO: I) Que la metodología a utilizar será relevante para la elaboración de las ofertas a presentarse a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

II) Que se entiende conveniente darle continuidad al trabajo realizado por la Dirección Nacional de Industrias y la Dirección Nacional de Energía en la confección de criterios de evaluación del componente nacional en proyectos eólicos, lo cual permitirá ofrecer a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) un insumo que facilite el procedimiento de contratación que llevará adelante;

III) Que en el marco del trabajo realizado en intercambio técnico con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), se considera conveniente que se incorpore la metodología propuesta al procedimiento de contratación que promueve por Resolución Nº 13-384 del 4 de abril de 2013.

ATENTO: A lo expuesto y a lo informado por la Dirección Nacional de Energía y la Dirección Nacional de Industrias.

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

1º. Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a aplicar en los procedimientos de contratación que se realicen al amparo de la Resolución del Directorio Nº 13-384 del 4 de abril de 2013, la Metodología para la Evaluación del Componente Nacional de la Inversión que figura en los anexos adjuntos, los cuales forman parte integrante de la presente resolución.

2º. Comuníquese, publíquese, y pase a la Dirección Nacional de Energía, a la Dirección Nacional de Industrias y a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), etc.

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPONENTE NACIONAL DE LA INVERSIÓN

CONVOCATORIA DE UTE PARA PARQUES EÓLICOS CONPARTICIPACIÓN PROPIA DE ACUERDO A RESOLUCION DEDIRECTORIO DE UTE R 13-384. AÑO 2013

I) COMPONENTE NACIONAL DE LA INVERSIÓN.

Cada oferta deberá explicitar el porcentaje de los insumos nacional incorporados en los componentes de la inversión inicial (sin incluir la operación y mantenimiento).

No se considerará componente de la inversión el arrendamiento o adquisición de tierras para establecimiento de la central generadora.

Para que una oferta sea considerada los insumos nacionales que integren la inversión deberán alcanzar como mínimo el 20% del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque eólico.

El componente nacional de la inversión, estará determinado por la sumatoria de los montos correspondientes a los siguientes conceptos:

a) Bienes de Capital (BK), equipos (E) y demás materiales de infraestructura (MI);
b) Obra civil;
c) Transporte;
d) Montaje;
e) Estudios técnicos.

El porcentaje mínimo de incorporación de insumos nacionales deberá obtenerse de acuerdo a los siguientes criterios:

- Los Bienes de Capital (BK), equipos (E) y demás materiales de infraestructura (MI) que se indican en la parte A del Anexo, deberán representar al menos el 5% del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque.
- La obra civil no podrá representar más del 10% de la inversión.
- El transporte, montaje y estudios técnicos no podrá representar más del 5% de la inversión.

II) CRITERIOS DE CALIFICACIÓN.

El carácter nacional de los conceptos listados en el numeral precedente, será determinado de acuerdo a los siguientes criterios:

a) BK, E y demás MI: cuando sean el resultado de un proceso productivo realizado en territorio nacional, a través del cual alcancen un Valor Agregado Nacional mayor o igual al 35%, calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VAN = \frac{VT - MImp \times 100}{VT}$$

Donde:

VAN = Valor Agregado Nacional, expresado en términos porcentuales.
VT = Valor de Transacción (valor de venta, sin impuestos, del proveedor local del BK, E o MI al generador)
MImp = Consumo de materiales importados utilizados en la fabricación del BK, E o MI en cuestión, expresado en valor CIF.

(*Nota*: Las materias primas constitutivas de los BK, E o MI, serán consideradas como nacionales cuando cumplan con el criterio definido en este literal).

b) Obra civil: este concepto incluye:

i. Materiales de construcción: se validará su carácter nacional a partir de la documentación probatoria presentada y los registros históricos existentes en la Cámara de Industrias del Uruguay;

ii. Mano de obra: se computará como nacional la obra ejecutada por:

- una persona física con residencia permanente en el país;
- una persona jurídica constituida de conformidad a la legislación nacional o debidamente constituida en el extranjero, con sucursal o representación permanente en el país; o
- un consorcio cuyos integrantes reúnan las condiciones previstas en el literal anterior.

Se incluyen en este concepto los aportes realizados al Banco de Previsión Social (seguridad social) y al Banco de Seguros del Estado (seguros de accidentes de trabajo)

c) Transporte: refiere a la inversión que se realice para la movilización dentro del territorio nacional de los BK, E y MI y se computará como nacional si fuera realizado por:

- una persona física con residencia permanente en el país;
- una persona jurídica constituida de conformidad a la legislación nacional o debidamente constituida en el extranjero, con sucursal o representación permanente en el país; o
- un consorcio cuyos integrantes reúnan las condiciones previstas en el literal anterior.

d) Montaje: refiere a la inversión que se realice en operaciones de montaje para el armado de los aerogeneradores, dentro de territorio uruguayo, y se computará como nacional si fuera realizado por:

- una persona física con residencia permanente en el país;
- una persona jurídica constituida de conformidad a la legislación nacional o debidamente constituida en el extranjero, con sucursal o representación permanente en el país; o
- un consorcio cuyos integrantes reúnan las condiciones previstas en el literal anterior.

e) Estudios técnicos: se computarán como nacionales los estudios técnicos necesarios para el desarrollo del proyecto eólico, realizados por:

- una persona física con residencia permanente en el país.
- una persona jurídica constituida de conformidad a la legislación nacional o debidamente constituida en el extranjero, con sucursal o representación permanente en el país; o
- un consorcio cuyos integrantes reúnan las condiciones previstas en el literal anterior.

III) DISPOSICIONES FINALES

a) Los ítems considerados en el numeral I), correspondientes a las obras de conexión necesarias para insertar la central generadora al Sistema Interconectado Nacional, no serán susceptibles de ser computados como componente nacional de la inversión.

b) Los intereses por la toma de capital en el mercado financiero, no serán susceptibles de ser computados como componente nacional de la inversión.

c) Los aranceles y demás tasas que graven la importación, no serán susceptibles de ser computados como componente nacional de la inversión.

d) Los BK, E y demás MI susceptibles de ser considerados como nacionales, a los efectos de la determinación del componente nacional de la inversión, serán, exclusivamente, los incluidos en la lista positiva que figura como Anexo del presente documento, en su Parte A.

e) La lista de conceptos de inversión que se incluye como Parte B del citado Anexo, tiene carácter indicativo.

f) Una vez presentada toda la documentación necesaria para la evaluación, la CIU dispondrá de un plazo máximo de 6 (seis) meses para la evaluación del componente nacional del proyecto.

ANEXO

PARTE A

Para considerar que se cumple el requisito del 5 % correspondiente al literal a) de este documento, se deberán incluir los insumos de la siguiente lista alcanzando como mínimo los 100 puntos en la suma de los mismos. Se deberán certificar como nacionales de acuerdo a las normativas vigentes.

INSUMO	PUNTAJE ASIGNADO
Estructura de las torres (de cualquier materialque se fabrique)	70
Transformadores	25
Ascensor	20
Plataforma de la nacelle	20
Buloneria de fijación de los tramos de la torre	20
Plataformas de torres	15
Anillo de fundación o jaula de anclaje	25
Carenado de la nacelle	20
Sistema SCADA de control de aerogeneradores	20
Escaleras de la torre	20
Conductores eléctricos	15

En el caso que desee incluir otros ítems que no figuren en la lista, para su eventual valoración deberá realizar la consulta a la DNI quien resolverá a estos efectos.

En caso de no alcanzarse el 15% exigido para obra civil, transporte, montaje y estudios técnicos, el porcentaje faltante poda ser cubierto con bienes de capital excediendo los 100 pts a razón 1%=20 Puntos.

PARTE B

Universo de ítems correspondientes a los literales b) y c) de este documento que, atendidos los criterios de calificación, podrán ser considerados como nacionales a los efectos de determinar la componente nacional de la inversión:

Fundaciones del aerogenerador

Obras civiles de cableados subterráneos o aéreos

Obras electromecánicas

Obra civil centro de control

Transporte de las partes de los aerogeneradores y demás componentes del parque Eólico. Montaje de aerogeneradores

Selección de ubicación (medición de viento, estudios de conexión a la red, etc.) Según costo que indique UTE.

Proyecto detallado de ingeniería.

Resolución Nº 439/013- Autoriza Acuerdo entre Estado-MIEM y UTE para adquirir equipamiento para una planta fotovoltaica piloto, y su entrega a UTE en comodato

De 25 de julio de 2013, publicado en D. O. el 2 de agosto de 2013. - Autorízase la firma del Acuerdo Específico a celebrarse entre el MIEM y UTE, con el objeto de adquirir equipamiento necesario para instalar una Planta Fotovoltaica Piloto con fines didácticos y de aprendizaje, y su entrega a UTE en comodato.

VISTO: La propuesta de Acuerdo Específico a celebrarse entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (U.T.E.), con el objeto de adquirir equipamiento necesario para instalar una Planta Fotovoltaica Piloto con fines didácticos y de aprendizaje y su entrega a U.T.E. en comodato.

RESULTANDO: I) Que por resolución del Poder Ejecutivo de fecha 21 de setiembre de 2012, se autorizó la firma de un Acuerdo a celebrarse entre el M.I.E.M. y U.T.E. para la instalación y desarrollo de una Planta Solar Fotovoltaica;

II) Que el Acuerdo prevé en su artículo 3º la creación de un Fondo, constituido en base al depósito que realizará U.T.E. a favor del M.I.E.M., como pago del arriendo por un plazo de 10 años de la planta fotovoltaica de 480 kWp, a ser instalada en un predio cedido en comodato a la Dirección Nacional de Energía por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, por concepto de aprovechamiento de la energía generada por dicha planta;

III) Que el artículo 3º del Acuerdo establece que el Fondo estará destinado a financiar, de común acuerdo entre las partes, cualquier obra, contratación, adquisición de materiales, etc., necesaria para el desarrollo del proyecto en cualquiera de sus fases, y las actividades de formación, capacitación, divulgación y en general acciones vinculadas a la energía solar.

CONSIDERANDO: I) Que parte del Fondo ya ha sido utilizado en el acondicionamiento del terreno otorgado para la instalación del equipamiento donado por el Gobierno de Japón;

II) Que asimismo, con una parte del remanente del Fondo se financió mediante un convenio suscrito con la Fundación Ricaldoni, un curso sobre Energía Solar Fotovoltaica dictado a fines del año 2012 por el Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería (UDELAR) como curso de posgrado/actualización profesional;

III) Que es intención de las partes utilizar el remanente de dicho Fondo, con destino a la compra del equipamiento necesario para instalar en el Centro de Capacitación Técnica de U.T.E. ubicado en Leguizamón 3463 (Montevideo) una planta fotovoltaica piloto con fines didácticos y de aprendizaje de esta tecnología;

IV) Que la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería informa que, teniendo presente que el Acuerdo que se proyecta refiere a la utilización del monto restante del Fondo constituido en virtud del Acuerdo de 17 de octubre de 2012 celebrado entre el M.I.E.M. y U.T.E., y el informe de la Dirección Nacional de Energía de 18 de junio de 2013, no existen impedimentos jurídicos que obsten la firma del mismo;

V) Que procede en consecuencia autorizar la firma del Acuerdo Específico entre el M.I.E.M. y la U.T.E.;

ATENTO: A lo expuesto;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

RESUELVE:

1º. Autorízase la firma del Acuerdo Específico a celebrarse entre el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, cuya copia se adjunta y forma parte de la presente resolución, con el objeto de adquirir equipamiento necesario para instalar una Planta Fotovoltaica Piloto con fines didácticos y de aprendizaje y su entrega a U.T.E. en comodato.

2º. Comuníquese, etc.

ACUERDO ESPECÍFICO MIEM-UTE PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

En la ciudad de Montevideo, a los (…) días del mes de (…) del año 2013, POR UNA PARTE: el Ministerio de Industria, Energía y Minería (en adelante "MIEM"), representado por el Ing. Quím. Roberto Kreimerman en su calidad de Ministro, con domicilio en Avenida del Libertador Brig. Gral. Lavalleja sin Nº Piso 4º de esta ciudad; y POR OTRA PARTE: la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (en adelante "UTE"), con domicilio en Paraguay 2431, piso 9º (Secretaría General) de esta ciudad, representada por el Sr. Presidente de su Directorio Doctor Ingeniero Gonzalo Casaravilla y su Gerente General Contador Carlos Pombo, acuerdan lo siguiente:

PRIMERO. ANTECEDENTES

1.1 Por resolución del Poder Ejecutivo de 21 de setiembre de 2012 se autorizó la firma de un acuerdo a celebrarse entre el MIEM y UTE para la instalación y desarrollo del Proyecto de una Planta Solar Fotovoltaica (en adelanté, el "Acuerdo"). Dicho proyecto surge a raíz de una iniciativa de la Asociación Cool Earth, constituida por el Gobierno de Japón como un mecanismo financiero de cooperación con los países en vías de desarrollo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, realizando esfuerzos para promover el aprovechamiento de las energías limpias. De acuerdo con la iniciativa de la Asociación Cool Earth, la Agencia de Cooperación Internacional de Japón decidió llevar a cabo un Proyecto de Promoción de Energía Limpia mediante el Uso del Sistema Solar Fotovoltaico en Uruguay.

1.2 El Acuerdo prevé en su artículo 3º la creación de un fondo (en adelante el "Fondo") constituido en base al depósito que realizará UTE a favor del MIEM como pago del arriendo por un plazo de 10 años de la planta fotovoltaica de 480 kWp a ser instalada en un predio cedido en comodato a la Dirección Nacional de Energía (en adelante "DNE") por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, por concepto de aprovechamiento de la energía generada por dicha planta.

1.3 El artículo 3º del Acuerdo establece que el Fondo estará destinado a financiar, de común acuerdo entre las partes, cualquier obra, contratación, adquisición de materiales, etc., necesaria para el desarrollo del proyecto en cualquiera de sus fases, y las actividades de formación, capacitación, divulgación y en general acciones vinculadas a la energía solar.

1.4 Parte del Fondo ya ha sido ya utilizado en el acondicionamiento del terreno otorgado para la instalación del equipamiento donado por el Gobierno de Japón, suma adelantada en su momento por el Ministerio de Economía y Finanzas y que ascendiera a $U 3:560.753 (pesos uruguayos tres millones quinientos sesenta mil setecientos cincuenta y tres). Asimismo, con una parte del remanente del Fondo se financió mediante un convenio suscrito con Fundación Ricaldoni un curso sobre Energía Solar Fotovoltaica dictado a fines del año 2012 por el Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería (UdelaR) como curso de posgrado/actualización profesional.

1.5 Es intención de las partes utilizar el monto remanente de dicho Fondo con destino a la compra del equipamiento necesario para instalar en el Centro de Capacitación Técnica de UTE ubicado en Leguizamón 3463 (Montevideo) una planta fotovoltaica piloto con fines didácticos y de aprendizaje de esta tecnología, a cuyos efectos otorgan el presente Acuerdo Específico (en adelante el "Acuerdo Específico").

SEGUNDO. OBJETO

El objeto de este Acuerdo Específico es la adquisición, con cargo al Fondo, del equipamiento necesario para instalar una planta fotovoltaica piloto con fines didácticos y de aprendizaje y su entrega a UTE en comodato sujeto a los términos y condiciones del presente.

TERCERO. OBLIGACIONES DE LAS PARTES

I) El MIEM se obliga a adquirir con cargo al Fondo, el equipamiento necesario para instalar una planta fotovoltaica piloto y realizar la instalación de la misma con fines didácticos y de aprendizaje y entregarla en comodato a UTE.

II) UTE se obliga a:

a) Recibir a título gratuito y mientras se encuentre vigente el comodato, el equipamiento referido en la cláusula anterior, el cual será emplazado en su Centro de Capacitación de Leguizamón. El acta de recepción de los equipos por personal de UTE indicará la fecha de comienzo del comodato;

b) Operar, mantener y aprovechar en forma diligente la planta cedida en comodato, quedando facultada a disponer de la energía que se genere;

c) Permitir en el marco de la reglamentación que aprueba UTE (documento IT-HUM-FT-AD08-01 que se adjunta al presente Acuerdo) el acceso y la utilización con fines didácticos a las instalaciones, previa solicitud a los responsables del Centro de Capacitación Técnica de Leguizamón, a toda institución educativa pública o privada que así lo requiera, así como a visitantes con fines académicos o de difusión de la tecnología.

En particular se permitirá su utilización a efectos de permitirla capacitación enfocada a los aspectos prácticos sobre la tecnología, así como la realización de posibles estudios que resulten de interés sobre la misma;

d) brindar, previa solicitud por parte de la DNE, la información referente al desempeño de dicha planta, así como a permitir, el ingreso a la misma de personal debidamente autorizado por la DNE y brindar a éste información de cualquier naturaleza relativa a la misma.

El cumplimiento por parte de UTE de sus obligaciones bajo este Acuerdo Específico no generará a su favor ningún crédito, beneficio o contraprestación exigible frente al MIEM.

CUARTO. PLAZO

4.1 Las partes acuerdan que el comodato será de carácter precario, reservándose el MIEM la facultad de solicitar la restitución de la planta fotovoltaica en cualquier momento.

4.2 En caso de terminación del comodato, cualquiera sea la causa, el MIEM queda obligado a proceder al retiro de la planta, debiendo UTE prestar su colaboración a tales efectos.

QUINTO. RATIFICACIÓN DEL ACUERDO

El Acuerdo entre el MIEM y UTE se mantendrá plenamente vigente en todo lo no expresamente modificado por el presente Acuerdo Específico.

Para constancia, se otorga la presente en dos ejemplares de igual tenor en el lugar y fechas indicados en la comparecencia.

Resolución MIEM sin número- Se aprueban condiciones del programa de beneficios establecido por el Decreto Nº 361/015

De 3 de febrero de 2016, publicada en D. O. el 3 de abril de 2016. - Apruébanse las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación y la verificación del cumplimiento de las obligaciones, que regularán la aplicación del Decreto No. 361/015, por el que se promueve el incremento o mantenimiento de la producción de empresas industriales.

VISTO: El Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015;

RESULTANDO: I) Que a través del citado decreto se exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para las empresas industriales en las que el gasto anual en adquisición de energía eléctrica representa un valor mayor o igual al 5% (cinco por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual;

II) Que el decreto encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería determinar las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones;

CONSIDERANDO: I) Que corresponde establecer las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones;

II) Que se entiende conveniente para su fácil aplicación incorporar directamente las normas correspondientes en formato de instructivo;

ATENTO: A lo expuesto;

LA MINISTRA DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA

RESUELVE:

1º. Apruébase, en anexo adjunto que forma parte integrante de la presente resolución, y en formato de instructivo, las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones, que regularán la aplicación del Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015.

2º. Comuníquese, publíquese, y pase a la Dirección Nacional de Energía, etc.

INSTRUCTIVO DECRETO No. 361/015 DEL 29 DE DICIEMBRE DE 2015 QUE PROMUEVE EL MANTENIMIENTO O INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN FÍSICA DE EMPRESAS INDUSTRIALES

CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DEL DECRETO

El beneficio consiste en un descuento en el cargo de energía (sin IVA) de la facturación mensual de aquellas empresas industriales que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

a. Ser suscritores de UTE categorizados como industriales en su giro principal, según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV.

b. Acrediten que el ratio “Gasto en energía eléctrica anual sobre Valor Bruto de Producción (VBP) anual” sea igual o superior a 5%; ((Gasto EE/VBP) ≥ 5%).

c. Que la producción física aumente o se mantenga en cada uno de los meses del período definido, asociado a un mantenimiento o incremento del consumo de energía eléctrica.

La convocatoria estará abierta a partir del jueves 4 de febrero de 2016 hasta el 15 de marzo de 2016, siendo este el último día para presentar la documentación detallada en el presente instructivo. El horario de atención personalizada será de 9:00 a 16:00.

La empresa beneficiaria se identifica con su número de RUT. El nivel de consumo de energía eléctrica de cada empresa resulta de la suma de los consumos en todos los suministros (distintos locales), que tenga cada empresa beneficiaria, cada uno identificado por el Nº de Cuenta de UTE.

El beneficio correspondiente a cada empresa se determina en función de la variación observada en el consumo de energía eléctrica, considerando siempre el año 2015 como año base, según la siguiente tabla:

Variación consumo E. E. (%)	-5 a 5	10	20	30	40	50
Beneficio (%)1	3	8	13	19	24	30

El porcentaje máximo de beneficio es de 30%, para variación de consumo de E.E. de 50% o mayor

1 El beneficio consiste en un descuento en el cargo de energía (sin IVA)

Para variaciones de consumo de energía eléctrica que se encuentren comprendidas entre los valores establecidos en la tabla anterior, el beneficio correspondiente se determinará por interpolación lineal.

El esquema de bonificación comprende dos períodos de doce meses cada uno. Si en el transcurso de uno de esos períodos la empresa registra 3 meses de reducción mayor al 5% del consumo de energía eléctrica medido en kWh, automáticamente UTE suspende el otorgamiento de la bonificación y lo comunica a la empresa y al MIEM.

1ª ETAPA: VERIFICACIÓN QUE LA EMPRESA ESTÁ COMPRENDIDA EN EL MARCO DEL DECRETO

Las empresas interesadas en adherir al programa de beneficios en el marco del Decreto No. 361/015, deben ingresar al link que se encuentra en el sitio web del MIEM, http://www.miem.gub.uy y cargar la información solicitada en el formulario. Una vez completado el mismo, su procesamiento on-line le informará si cumple con las condiciones fijadas en el Decreto No. 361/015. En caso afirmativo, le llegará a la casilla de correo que fue ingresada en el formulario un documento (formato pdf), el cual debe imprimir y firmar, a efectos de entregarlo.

Para calcular el gasto en energía eléctrica anual se deben considerar los cargos de energía activa, energía reactiva, potencia, potencia excedentaria y cargo fijo. No deben incluirse multas u otros cargos que eventualmente estén incluidos en la factura mensual de UTE.

El Valor Bruto de Producción (VBP) anual se determina en base a la información del último balance contable cerrado. El VBP es la suma algebraica de los siguientes conceptos:

i. Ingresos operativos (son los ingresos que provienen de las ventas de bienes, realizadas en ejercicio de las actividades principales de la empresa).

ii. Descuentos concedidos (son los descuentos, rebajas o reducciones que se producen sobre los bienes vendidos y aquellos importes facturados en concepto de gastos que son de cargo de quien recibe la prestación; ejemplo: seguros y fletes en las ventas C.I.F., etc.).

iii. Costo de los bienes comprados para revender (incluye el valor de todas las mercaderías compradas para revender sin ser transformadas previamente).

iv. Variación de productos terminados (corresponde al valor de productos terminados fabricados por la empresa y los productos terminados producidos por terceros con materia prima de la empresa).

v. Variación de productos en proceso (corresponde al valor de productos no terminados fabricados por la empresa).

2ª ETAPA: SOLICITUD DE ADHESIÓN AL DECRETO

Debe entregar en Sarandí 620 en formato papel o digital, personalmente o por correo, la información que se detalla a continuación:

a) Documento pdf recibido por correo electrónico al ingresar con éxito la información indicada en la etapa anterior, firmado por representante debidamente acreditado.

b) Certificado notarial acreditando vigencia y representación de la sociedad.

c) Estados contables uniformes correspondientes al último ejercicio, con Informe de Compilación, Revisión Limitada o de Auditoría según corresponda, formato banco (el mismo estado contable que se utiliza para completar el formulario).

d) Detalle de los rubros ingresos por fuente; costos por rubro, y especificación dentro del capítulo “Bienes de Cambio”, de la composición de los saldos de las cuentas: “Productos terminados”, “Productos en proceso”, “Mercaderías compradas para revender” y “Materias primas y materiales”, certificado por Contador Responsable, con apertura tal que permita identificar todos los rubros necesarios para establecer el ratio (Gasto EE/ VBP) de referencia. Se debe especificar saldos iniciales y saldos finales. Todos ellos para el último ejercicio cerrado, de forma que permita construir la variable VBP.

e) Auditoría energética externa con una antigüedad no mayor a tres años, realizada por una ESCO o consultor en energía registrado ante el MIEM. En caso de no contar con un informe de auditoría energética externo, compromiso de presentarlo a los diez meses de implementado el beneficio1 de acuerdo al modelo del anexo..

f) Aquellas empresas que hayan implementado medidas de eficiencia energética en el año 2015, o tengan previsto implementarlas para los años 2016 o 2017, deben presentar declaración jurada del proyecto de eficiencia implementado o a implementar; los ahorros energéticos mensuales proyectados deben estar avalados por un agente certificador de ahorro de energía inscriptos de conformidad con el Decreto No. 317/015 del 30/11/15. La información brindada permite determinar la línea de base corregida por la variación de consumo resultante de la implementación de medidas de Eficiencia Energética.

3ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN POR EL MIEM

El MIEM analiza la documentación presentada por todas las empresas interesadas en un plazo de 45 días: a partir del 16 de marzo de 2016 hasta el 29 de abril de 2016.

4ª ETAPA: COMUNICACIÓN DE EMPRESAS QUE CALIFICAN PARA RECIBIR EL BENEFICIO E IMPLEMENTACIÓN POR PARTE DE UTE

En el período que va del 2/5/2016 al 13/05/2016, el MIEM informa a UTE las empresas que califican para recibir el beneficio.

1 El MIEM cuenta con una línea de asistencia para eficiencia energética (LAEE) que rembolsa las 2/3 partes del costo total de diagnósticos o auditorías energéticas, reembolsando hasta un monto máximo de USD 3.300 (sin impuestos). Por más información: www.eficienciaenergetica.gub.uy/ <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/>

UTE implementa el mecanismo para evaluar el consumo de energía de las empresas; el mismo estará operativo a partir del 16 de mayo de 2016, siendo aplicado en cada caso en la siguiente Facturación

5ª ETAPA: VERIFICACIÓN DEL AUMENTO O MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN FÍSICA DE LA EMPRESA BENEFICIARIA Y SU RELACIÓN CON EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El MIEM verifica si hubo aumento o mantenimiento de la producción física y su relación con el consumo de energía eléctrica.

A los 10 meses de implementado el esquema de bonificación, la empresa beneficiaria debe presentar la siguiente información:

a) Estados contables uniformes correspondientes al último ejercicio con Informe de Compilación, Revisión Limitada o de Auditoria según corresponda, formato banco.

b) Planilla de control de producción en unidades físicas y monetarias, especificando los criterios de valuación de inventarios, y mayores correspondientes, con aval de contador o ingeniero responsable, según corresponda, con saldos mensuales, para los doce meses anteriores al beneficio concedido y todo el período usufructuado bajo el mismo.

c) Detalle de los rubros ingresos por fuente; costos por rubro, y del capítulo “Bienes de Cambio” para el período de beneficio concedido”.

d) Presentar la auditoría energética externa comprometida de acuerdo al formato que se presenta en el Anexo.

El plazo para presentar esta información es desde el 15 hasta el 30 de marzo de 2017.

El criterio que aplica para determinar que la empresa beneficiaria continúe usufructuando el beneficio es que se verifique una variación de la producción física en el período analizado mayor o igual que la variación del consumo de energía eléctrica en el mismo período.

Aquellas empresas cuyas variaciones de producción física sean mayores a 10% acceden directamente al 2º año de bonificación.

Para las empresas cuya variación de producción física en el período sea menor o igual a 10% la continuad del beneficio se otorgará siempre que esta sea mayor o igual que la variación del consumo de energía eléctrica en el mismo período.

El MIEM dispone de 60 días corridos para analizar la información y enviar listado a UTE: de las empresas que cumplan con todos los requisitos, recomendando la prórroga del beneficio por doce meses.

6ª ETAPA: VERIFICACIÓN DEL AUMENTO O MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN FÍSICA DE LA EMPRESA BENEFICIARIA Y SU RELACIÓN CON EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SEGUNDO AÑO DE USUFRUCTO DEL BENEFICIO

Al finalizar el segundo año del programa de beneficio, el MIEM verifica nuevamente el aumento o mantenimiento de la producción física y su relación con el consumo de energía eléctrica.

A esos efectos, la empresa beneficiaria debe presentar la siguiente información:

a) Estados contables uniformes correspondientes al último ejercicio con Informe de Compilación, Revisión Limitada o de Auditoria según corresponda, formato banco.

b) Planilla de control de producción en unidades físicas y monetarias, especificando los criterios de valuación de inventarios, y mayores correspondientes, con aval de contador o ingeniero responsable, con saldos mensuales, para los doce meses anteriores al beneficio concedido y todo el período usufructuado bajo el mismo.

c) Detalle de los rubros ingresos por fuente; costos por rubro, y del capítulo “Bienes de Cambio” para el período de beneficio concedido.

El plazo para presentar esta información es desde el 1º al 15 de marzo de 2018.

El incumplimiento en la presentación de la información será considerado como un antecedente negativo, pudiendo el MIEM considerarlo para no admitir una postulación de la empresa en futuros instrumentos que se impulsen.

ANEXO. INFORME DE AUDITORÍA ENERGÉTICA EXTERNA

La empresa debe presentar el informe de la auditoría energética, realizado por la ESCO o el Consultor en Energía, el cual debe estar organizado de la siguiente forma:

1. Resumen Ejecutivo

2. Objetivo del Proyecto

3. Diagnóstico y recomendación de medidas a implementar

4. Diseño detallado de la/s medida/s a implementar

5. Metas de ahorro de energía de la/s medida/s a implementar

6. Formulación económica y financiera de la/s medida/s a implementar

7. Indicadores del proyecto.

A continuación se detallan los aspectos a abordar en las secciones del informe:

1. Resumen ejecutivo: describir en máximo una carilla, los principales aspectos del estudio para el cual se solicitan los fondos no reembolsables para asistencia técnica, incluyendo:

- Motivo/s del estudio,

- Medida/s a estudiar, especificando fuentes, usos, consumos, etc., y

- Resultados esperados (ahorros de energía, monetarios, capacitación o formación, mejoras tecnológicas, beneficios ambientales, etc.).

2. Objetivo del proyecto: describir brevemente el objetivo del estudio incluyendo aspectos no necesariamente vinculados a la energía, por ejemplo: reducción del consumo de agua, recambio tecnológico, mejora de productividad, responsabilidad social, etc.

3. Diagnóstico y recomendación de medidas a implementar

3.1. Auditoría y descripción de la metodología

La ESCO o el Consultor en Energía deberá realizar una auditoría energética de las instalaciones comprendidas en el proyecto.

La auditoría energética constará de:

- El relevamiento de las instalaciones objeto de estudio

- La caracterización (fuentes y usos, potencia instalada) y cuantificación del consumo de energía actual, teniendo en consideraciones factores tales como estacionalidad, horas de trabajo, volumen de producción, etc., si aplica.

3.2. Diagnóstico y determinación de la línea de base

En base a los resultados de la Auditoría realizada, la ESCO o el Consultor en Energía debería elaborar un diagnóstico de las instalaciones, identificando los problemas u oportunidades de mejora existentes y los efectos económicos y medioambientales de las prácticas actuales y aquellos puntos en los cuales es posible realizar acciones correctivas orientadas a una mejora en eficiencia energética.

Considerando los consumos actuales de energía se deberá definir una línea de base que se tomará como referencia para la contabilización de los ahorros de energía. La determinación de la línea de base deberá tener en cuenta:

- Consumos históricos de energía total y donde se plantee/n la/s medida/s de eficiencia energética.

- Perspectivas de tendencia del consumo de energía.

- Variables que afectan el consumo de energía.

La ESCO o el Consultor en Energía deberá presentar la línea de base (proyecciones del consumo energético en el escenario sin proyecto) de acuerdo a alguna de las opciones de Medición y Verificación presentadas en el Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño (IPMVP) en su versión en español del año 2010, o la versión más reciente disponible en español al momento de la presentación del informe2.

3.3. Análisis Técnico y recomendación de la/s medida/s a implementar

La ESCO o el Consultor en Energía deberá presentar el análisis comparativo de las posibles medidas de eficiencia energética a implementar y recomendará la más conveniente en base a los estudios realizados.

4. Diseño detallado de la/s medida/s a implementar

La ESCO o el Consultor en Energía debería presentar los detalles técnicos de todos los elementos de la/s alternativa/s recomendada/s que permitan la implementación de la/s medida/s propuesta/s. Este desarrollo incluirá:

- Descripción de los aspectos técnicos del proyecto.

- Lista detallada de materiales y equipos, según su procedencia, proveedores (siempre superior a

2), cantidad y costo estimado discriminando por precio en fábrica, fletes y costos de importación si aplicara.

- Lista detallada de recursos necesarios para la implementación del proyecto.

- Planos de detalle (incluyendo layout de instalaciones y planos unifilares por tipo de servicio).

- Cronograma de actividades.

- Organigrama del proyecto.

5. Metas de ahorro de energía de la/s medida/s a implementar

En base a las alternativas técnicas recomendadas y a los detalles técnicos de la/s soluciones propuestas, se deberán determinar las metas de ahorro de energía por año que serían obtenibles a partir de la implementación del proyecto.

A partir de los ahorros de energía, se deberán cuantificar las metas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Se deberá diseñar un Plan de Medición y Verificación que determine el tipo de técnica de M&V que se utilizará para determinar los ahorros obtenidos, así como los supuestos que se utilizarán para el cálculo de los mismos. El mismo deberá estar acorde a lo establecido al respecto en el Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño en su versión en español del año 2010, o la versión más reciente disponible en español.

Las metas también deberán contemplar por separado los ahorros económicos obtenidos por mejora en eficiencia y los obtenidos por otros beneficios del proyecto.

6. Formulación económica y financiera de las medidas a implementar

Presente el o los flujo de caja de las medidas definidas en el estudio, incluyendo:

- Inversión inicial ($U).

- Beneficios económicos ($U) divididos:

* Beneficios por mejora en eficiencia energética.

* Otros beneficios.

- Costos de operación y mantenimiento incrementales ($U).

- Vida útil del proyecto y su justificación.

- Condición de Eficiencia Energética (ver Anexo 3).

- Valor Actual Neto.

- Tasa Interna de Retorno.

- Período de Repago.

- Análisis de Sensibilidad.

7. Indicadores del proyecto

- Para cada indicador de control presentado en el anteproyecto, especificar el valor esperado en el escenario del proyecto.

Ejemplo: kWh/unidad de producción, consumo de energía/ unidad de producción, etc.

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero prevista (en ton CO2/año)

- Relación Inversión ($U) / Reducción de emisiones (en ton CO2)

- Relación Ahorro por Eficiencia (tep) / Consumo total de energía (tep)

- Relación Ahorro por Eficiencia ($U) / Consumo total de energía ($U)

2 Disponible en la página web de EVO (Energy Valuation Organization):

http://www.evo-world.org/

Resolución Poder Ejecutivo Nº 799/017- Autoriza a UTE a celebrar convenio marco para adquisición de conductores eléctricos.

De 28 de agosto de 2017, publicada en D. O. el 1º de setiembre de 2017. - Autorízase a UTE a celebrar un convenio marco con los fabricantes nacionales de conductores eléctricos, con el objetivo de la adquisición directa de tales materiales siempre que aquellos participen y califiquen en el procedimiento licitatorio.

VISTO: La solicitud de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para que se autorice la celebración de un convenio marco con los fabricantes nacionales de conductores eléctricos con el objeto de comprar, en forma directa, hasta el 50% de sus necesidades de consumo, en la medida que la operativa industrial y comercial de la Administración lo requiera;

RESULTANDO: I) Que la contratación propuesta contemplaría las necesidades de UTE del suministro que se ofrece, y fomentaría el desarrollo de la industria nacional, generando fuentes de trabajo, constituyendo una alternativa más de competitividad de los fabricantes nacionales frente a los extranjeros;

II) Que el Convenio Marco deberá contemplar a aquellos fabricantes nacionales que cumplan con los requisitos técnicos exigidos por UTE;

III) Que la apertura de una compra de este tipo a todos los fabricantes nacionales de conductores deberá incidir en la calidad de los conductores a producir, por lo que se entiende pertinente requerir que los interesados hayan participado y calificado en el procedimiento licitatorio correspondiente;

IV) Que la contratación directa que se efectúe deberá regirse por las especificaciones del Pliego de Condiciones de cada Licitación que UTE realice;

CONSIDERANDO: I) Que el artículo 2 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), aprobado por Decreto No. 150/012, de 11 de mayo de 2012, establece que sus disposiciones se aplicarán a los Entes Industriales o Comerciales del Estado, en tanto sus leyes orgánicas no prevean expresamente regímenes especiales;

II) Que el artículo 23 del Decreto Ley No. 15031, de 4 de julio de 1980, habilita a UTE a realizar compras directas previa autorización fundada del Poder Ejecutivo;

ATENTO: A lo expuesto y a lo establecido en el artículo 23 del Decreto Ley No. 15031, de 4 de julio de 1980, y en el artículo 2 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), aprobado por Decreto No. 150/012, de 11 de mayo de 2012;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

RESUELVE:

1º. Autorízase a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a celebrar un convenio marco con los fabricantes nacionales de conductores eléctricos, con objeto de la adquisición directa de tales materiales siempre que aquellos participen y califiquen en el procedimiento licitatorio, hasta el 50% de las necesidades de consumo de la referida Administración, en la medida que su operativa industrial y comercial lo requiera, por un plazo máximo de cinco años.

2º. La adquisición directa a los fabricantes nacionales se regirá por las especificaciones del Pliego de Condiciones de la Licitación correspondiente, a tenor de lo establecido en el Convenio Marco anexo.

3º. Comuníquese y publíquese, etc.

CONVENIO MARCO

CONTRATACION DIRECTA CON FABRICANTES

URUGUAYOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS

En Montevideo, a los ... días del mes de ... del año ..., comparecen POR UNA PARTE: la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (en adelante UTE) representada por……en sus respectivas calidades de ..... con domicilio en la calle Paraguay Nº 2431, piso 9º, y POR OTRA PARTE: la firma....., representada por …….. en carácter de...., según facultades debidamente acreditadas en este acto, constituyendo domicilio en ……. quienes acuerdan celebrar el siguiente Convenio Marco:

PRIMERO (Antecedentes): El presente Convenio Marco se ampara en lo dispuesto en el Artículo 2 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y en el Artículo 23 de la Ley Orgánica Ley No. 15.031 de 04-07-80, que habilita a UTE a contratar en forma directa, previa autorización fundada del Poder Ejecutivo.

El Poder Ejecutivo, por Resolución ……. de fecha ... otorgó la referida autorización, por lo que no existen impedimentos para la realización de este emprendimiento.

SEGUNDO (Objeto): Tiene por objeto habilitar la adquisición en forma directa de conductores de fabricación nacional hasta el 50% de las necesidades de consumo de UTE, en la medida que su operativa industrial y comercial lo requiera.

Las contrataciones directas que se realicen se regirán por las especificaciones de los Pliegos de Condiciones de las licitaciones que correspondan efectuadas por UTE para la adjudicación de conductores.

TERCERO (Condiciones para su aplicación): La aplicación del presente Convenio estará supeditado al cumplimiento por parte de los fabricantes nacionales de las siguientes condiciones:

a) que se presenten en los llamados a licitación que UTE efectúe. La no presentación en el procedimiento licitatorio implicará la renuncia de la firma o firmas a contratar directamente con UTE, al amparo de este Convenio;

b) que los conductores sean de fabricación nacional y la oferta cumpla con los requisitos exigidos en el Pliego de Condiciones correspondiente;

c) que se acredite, mediante certificado expedido por organismo competente y reconocido, el porcentaje de integración de industria nacional, de acuerdo a la normativa vigente;

d) que las empresas que se presenten en forma conjunta, cualquiera sea la forma jurídica que adopten para ello, deberán estar integradas por firmas exclusivamente nacionales.

CUARTO (Obligaciones de los fabricantes nacionales). Los fabricantes nacionales se obligan a cumplir las condiciones establecidas en la Cláusula Tercera y:

- Contar con una disponibilidad de los materiales que les permita abastecer las necesidades de la Administración en los plazos que ella determine.

- Cumplir con los cronogramas de entrega acordados con UTE.

- Fabricar los conductores acorde a los requisitos de calidad técnica exigidos en el Pliego de Condiciones correspondiente.

QUINTO (Obligaciones de UTE). UTE se obliga a:

- Adquirir, en la medida que su operativa industrial y comercial lo requiera, en forma directa, a los fabricantes nacionales que cumplan con los requisitos establecidos en este Convenio, un porcentaje de hasta el 100% de los montos licitados en cada procedimiento convocado para la compra de conductores, siempre que sus ofertas se ajusten a la demanda puntual de la Administración, y a las condiciones establecidas en las Cláusulas TERCERA Y CUARTA. UTE, sin perjuicio de lo precedente, se reserva el derecho de efectuar las compras directas indicadas, en función de la evaluación de los cumplimientos contractuales que hayan tenido los fabricantes nacionales.

SEXTO (Precio). UTE podrá realizar la compra directa al fabricante nacional que haya cotizado el menor valor de oferta en la convocatoria realizada al amparo de este Convenio. Dicho valor no podrá superar el de la oferta adjudicada en la licitación correspondiente. En caso de que el fabricante nacional adjudicado no acepte total o parcialmente el cupo asignado, se le ofrecerá la parte no aceptada a aquel fabricante nacional que le siga en precio comparativo, y así sucesivamente hasta completarlo.

Por valor de la oferta se entiende el que surja de la fórmula comparativa de precios incluyendo la protección a la Industria Nacional, si correspondiere. Para esta cuantificación se usará el criterio especificado en el Pliego de Condiciones correspondiente.

SEPTIMO (Plazo). El presente Convenio tendrá un plazo de cinco años a partir de su suscripción.

OCTAVO (Adhesión al Convenio). A los fabricantes nacionales se les dará un plazo de 45 días calendario para adherirse a este Convenio a partir de la aprobación del Poder Ejecutivo. Vencido el mismo no podrá celebrarse convenios con ningún otro fabricante por un plazo de dos años.

NOVENO (Contratos individuales). Al amparo de este Convenio Marco las partes otorgarán los contratos particulares que correspondan a cada adquisición, los que se integrarán con el Pliego de Condiciones pertinente, debiendo figurar, entre otros, los siguientes puntos:

- Objeto

- Obligaciones de las partes

- Precio

- Plazo del contrato

- Forma de pago

- Plazo y condiciones de entrega

- Garantías

- Sanciones por incumplimiento

- Prohibición de ceder el contrato

El plazo y las condiciones de entrega serán establecidos por UTE en cada oportunidad que corresponda la aplicación del Convenio. DÉCIMO (Resolución por incumplimiento). El

incumplimiento, por parte de los fabricantes nacionales de cualquiera de las condiciones previstas en la Cláusula TERCERA y CUARTA, así como de alguna de las obligaciones establecidas en los contratos individuales, facultará a UTE a la aplicación de las medidas sancionatorias que corresponda, según lo dispuesto en el Pliego de Condiciones respectivo, y hasta la rescisión unilateral de este convenio de ser pertinente.

DECIMOPRIMERO (Revocación de la autorización del Poder Ejecutivo). En caso que el Poder Ejecutivo revocase la autorización otorgada para la celebración de este Convenio, el mismo quedará rescindido.

DECIMOSEGUNDO (Notificaciones). Toda comunicación que se realice entre las Partes se llevará a cabo en forma fehaciente, notificándose personalmente, por fax al número indicado por cada parte, o por carta certificada, o telegrama colacionado con aviso de retorno al domicilio constituido, o por correo electrónico (e mail).

DECIMOTERCERO (Domicilios Especiales). Las partes fijan como domicilios especiales a todos los efectos judiciales o extrajudiciales a que diera lugar el presente Convenio, los indicados en la comparecencia.

Previa lectura de este instrumento, las Partes así lo otorgan y para constancia se firman dos ejemplares del mismo tenor, en el lugar y fecha ut supra indicados.

Resolución MIEM sin número- Apruébanse las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones, que regularán la aplicación del Decreto No. 135/018.

De 15 de mayo de 2018, publicada en D. O. el 22 de mayo de 2018 – Se aprueban las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones, que regularán la aplicación del Decreto No. 135/018.

VISTO: El Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018;

RESULTANDO: I) Que a través del citado decreto se exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para empresas industriales que incrementen el volumen físico exportado;
II) Que el decreto encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería determinar las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones;

CONSIDERANDO: I) Que corresponde establecer las condiciones del programa de beneficio, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones;
II) Que se entiende conveniente para su fácil aplicación aprobar las normas en formato de instructivo;

ATENTO: A lo expuesto;

LA MINISTRA DE INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA
RESUELVE:

1. Apruébase, en anexo adjunto que forma parte integrante de la presente resolución y en formato de Instructivo, las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, y la verificación del cumplimiento de las obligaciones, que regularán la aplicación del Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018.

2. Comuníquese, publíquese y pase a la Dirección Nacional de Energía etc.

INSTRUCTIVO DEL DECRETO N° 135/018 APROBADO EL 7 DE MAYO DE 2018 QUE PROMUEVE EL AUMENTO DEL VOLUMEN FÍSICO COMERCIALIZADO EN EL MERCADO EXTERNO

CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DEL DECRETO

Podrán postularse al presente programa de beneficios aquellas empresas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

a) Ser suscritores de UTE categorizados como industriales en su giro principal, según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV, conforme al Directorio de Empresas del Instituto Nacional de Estadísticas del año 2016. En el caso de aquellas empresas que no se encuentren en este registro, se considerará el Código CIIU del formulario de DGI N° 6906.
b) Ser una empresa no alcanzada por la Ley N° 15.921 de 17 de diciembre de 1987 y sus modificativas.

El beneficio consiste en un descuento en la facturación del cargo de energía sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados para las empresas industriales que aumenten el volumen físico comercializado en el mercado externo.

El presente programa de beneficios no podrá ser usufructuado en forma simultánea con los beneficios promovidos por el Decreto N° 361/015 de 29 de diciembre de 2015 y por el Decreto N° 118/017 de 2 de mayo de 2017.

La convocatoria estará abierta a partir del viernes 18 de mayo de 2018 hasta el viernes 29 de junio de 2018, siendo éste el último día para presentar la documentación detallada en el presente instructivo.

La empresa beneficiaria se identifica con su número de RUT. La facturación del cargo de energía eléctrica de cada empresa resulta de la suma de las facturaciones del cargo de energía eléctrica de todos los suministros dedicados a la actividad de la empresa. Cada suministro se identifica por el número de cuenta de UTE.

El beneficio correspondiente a cada empresa se determina de manera trimestral en función de la variación del volumen físico exportado con respecto al trimestre base definido, y se calculará de la siguiente forma:

$$\%B_t = \frac{\sum_{i=1}^{m}(P_i^X * X_{it} - P_i^X * X_{i0})}{\sum_{i=1}^{m} P_i^X * X_{it} + \sum_{i=1}^{n} P_i^Q * Q_{it}}$$

Siendo:

%Bt = porcentaje de beneficio a aplicar sobre la facturación del cargo de energía eléctrica sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados en el período t.

P_i^X = valor unitario de exportación del bien i según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas en el período base según la fecha de embarque.

X_{it} = unidades físicas exportadas del bien i según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas en el período t según la fecha de embarque.

X_{i0} = unidades físicas exportadas del bien i según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas en el período base según la fecha de embarque.

P_i^Q = valor unitario de las unidades físicas vendidas del bien i en el mercado interno en el período base.

Q_{it} = unidades físicas vendidas del bien i en el mercado interno en el período t.

m = número de bienes exportados por la empresa según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas.

n = número de bienes vendidos al mercado interno por la empresa.

El bien i a ser considerado en la definición de todas las variables es un bien vendido por la empresa en el mercado interno y/o externo. El bien deberá ser definido por la empresa en la tercera etapa del presente instructivo.

Los datos expresados en unidades físicas y monetarias referidos a las exportaciones de las empresas serán proporcionados por la Dirección Nacional de Aduanas. Los datos expresados en unidades físicas y monetarias referidos a las ventas en el mercado interno deberán ser proporcionados por las empresas, las cuales posteriormente deberán validarlos con la presentación de sus estados financieros.

A los efectos de expresar en la misma moneda variables monetarias expresadas en distintas monedas, se utilizará el tipo de cambio interbancario billete correspondiente publicado por el Banco Central del Uruguay. Se considerará el valor promedio en el período evaluado.

El porcentaje de beneficio otorgado a la empresa no podrá superar el 25%, en caso de que el ratio supere dicho valor, $\%B_t = 25\%$.

Si el ratio da un resultado negativo debido a que la empresa sufrió una caída de la cantidad física exportada en el trimestre considerado, o si la empresa no tuvo ventas en el trimestre considerado, el valor del $\%B_t = 0\%$.

En síntesis, 0% < $\%B_t$ < 25%

El monto de beneficio a otorgar a la empresa beneficiaria correspondiente a cada trimestre corriente se calculará de la siguiente forma:

$$B_t = Fce_t * \%B_t$$

B_t = Monto de beneficio a otorgar a la empresa beneficiaria correspondiente al período t, expresado en pesos uruguayos.

Fce_t = Facturación del cargo de energía eléctrica sin IVA neta de otros descuentos comerciales otorgados en el período t, expresada en pesos uruguayos.

El beneficio a otorgar tendrá los siguientes topes individuales y colectivos:

A. por cada empresa beneficiaria: en un período de 4 trimestres no podrá superar $ 6.000.000 (pesos uruguayos seis millones).
B. consideradas todas las empresas beneficiarias:, durante los 2 primeros trimestres no podrá superar$ 75.000.000 (pesos uruguayos setenta y cinco millones).
C. consideradas todas las empresas beneficiarias: en un período de 4 trimestres no podrá superar $ 150.000.000 (pesos uruguayos ciento cincuenta millones).

Los trimestres corresponden al período inicial o al período de prórroga indicados en el artículo 3 del Decreto N° 135/018 de 7 de mayo de 2018.

El criterio para asignar el beneficio en caso de que se cumpla el monto máximo global mencionado anteriormente es el siguiente: en el trimestre en el que se alcance el monto máximo se calculará cuál sería el monto de beneficio a otorgar a cada empresa en dicho trimestre y en base a este monto el porcentaje que correspondería a cada empresa del monto total a otorgar, asignando ese porcentaje del monto disponible a cada empresa.

El esquema de bonificación tendrá una duración de cuatro trimestres, el cual podrá ser prorrogado por cuatro trimestres adicionales siempre que el suscritor presente la documentación que el MIEM solicite, a los efectos de validar la información presentada anteriormente. El primer trimestre corriente a considerar para el beneficio será julio-agosto- setiembre 2018.

Si la información requerida no es presentada por la empresa o no valida la información presentada anteriormente y utilizada por el MIEM para calcular el beneficio, el MIEM lo comunicará a UTE para la reliquidación del cargo de energía no abonado.

La información recibida será tratada de acuerdo a la Ley 18.381. La identificación de la empresa beneficiaria y el monto del respectivo beneficio serán considerados, sin excepción, información pública.

Determinación del período base

La metodología para determinar los valores base de los precios y de las cantidades físicas de los bienes de las empresas postulantes dependerá de si la empresa realizó exportaciones, según la fecha de embarque del registro de la Dirección Nacional de Aduanas, en el año 2017 o no.

a) Si la empresa realizó exportaciones según la fecha de embarque del registro de la Dirección Nacional de Aduanas en algún trimestre del año 2017:

• P_i^X valor unitario de exportación del bien i en 2017 según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas.

• X_{i0} = unidades físicas exportadas del bien i en el trimestre evaluado del año 2017 según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas.

• P_i^Q = valor unitario del bien i vendido por la empresa en el mercado interno en 2017.

b) Si la empresa no realizó exportaciones según la fecha de embarque del registro de la Dirección Nacional de Aduanas en el año 2017:

- En el primer año móvil del programa de beneficios:

• P_i^X = valor unitario de exportación del bien i según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas, desde el comienzo de su exportación por parte de la empresa, posterior al inicio del año 2018, hasta el trimestre corriente incluido.

• X_{i0} = unidades físicas exportadas del bien i según el registro de la Dirección Nacional de Aduanas consideradas como valores base para el cálculo de la variación de las unidades físicas en el trimestre. Se adoptan los siguientes valores base para los diferentes trimestres corrientes del primer año móvil de beneficio:

- Valores base del primer trimestre corriente → valores del trimestre anterior
- Valores base del segundo trimestre corriente → valores promedio de los dos trimestres anteriores
- Valores base del tercer trimestre corriente → valores promedio de los tres trimestres anteriores
- Valores base del cuarto trimestre corriente → valores promedio de los cuatro trimestres anteriores

• P_i^Q = valor unitario del bien i vendido por la empresa en el mercado interno en el mismo período que . P_i^X

➢ En el segundo año móvil del programa de beneficios:

Transcurridos los 4 primeros trimestres del presente programa de beneficios, el periodo base de los valores unitarios corresponderá a esos 4 trimestres.

• X_{i0} = unidades físicas exportadas del bien i en el trimestre evaluado, correspondiente al año móvil formado por el período base de los valores unitarios definido anteriormente.

1ª ETAPA: SOLICITUD DE ADHESIÓN AL DECRETO

Las empresas interesadas en adherir al programa de beneficios en el marco del Decreto N° 135/018 aprobado el 7 de mayo de 2018, deben ingresar al link que se encuentra en el sitio web del MIEM (http://www.miem.gub.uy) y cargar la información solicitada en el formulario.

Una vez completado el formulario, su procesamiento on-line le informará si cumple con los requisitos establecidos en el decreto. En caso afirmativo, le llegará a la casilla de correo que fue ingresada un documento (formato pdf), el cual debe imprimir y firmar, a efectos de entregarlo conjuntamente con la siguiente documentación:

a) Original y fotocopia del certificado notarial de vigencia y representación de la empresa. A la fecha de presentación el certificado no podrá tener una antigüedad mayor a 90 días de expedición.
b) Declaración jurada con firmas de representantes de la persona jurídica conforme al modelo del Anexo II.
c) Últimos dos formularios de la declaración de impuestos de la DGI N° 2148 o N° 2149 según corresponda.

La documentación deberá ser presentada en Sarandí 620 de lunes a viernes entre las 9:00 y las 17:00, en formato papel o digital (excepto formulario firmado y declaración jurada, que deberán ser entregados en formato papel), personalmente o por correo postal. El plazo vence el 29 de junio de 2018 a las 14:00.

2ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN POR EL MIEM Y COMUNICACIÓN DE LAS EMPRESAS QUE CALIFICAN PARA RECIBIR EL BENEFICIO

El MIEM analizará la información presentada por las empresas interesadas en un plazo de 30 días corridos a partir del 2 de julio de 2018 e informará a UTE las empresas que califican para recibir el beneficio.

3ª ETAPA: APORTE DE LA INFORMACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS

Cada empresa que califique para recibir el beneficio recibirá una dirección web en la cual deberá aportar la información requerida para el cálculo del beneficio.

Las empresas cuyo período base corresponda al caso a) deberán presentar inicialmente la siguiente información:

- Valor mensual total de las ventas del bien i en el mercado interno en el año 2017.
- Unidades físicas vendidas mensuales del bien i en el mercado interno en el año 2017.

Asimismo, estas empresas deberán presentar trimestralmente la siguiente información:

- Valor mensual de las ventas del bien i en el mercado interno en el trimestre correspondiente.
- Unidades físicas vendidas mensuales del bien i en el mercado interno en el trimestre correspondiente.

Las empresas cuyo período base corresponda al caso b) deberán presentar en el trimestre que corresponda la siguiente información:

- Valor mensual de las ventas del bien i en el mercado interno desde el comienzo de la exportación de la empresa, según la fecha de embarque del registro de la Dirección Nacional de Aduanas, posterior al inicio del año 2018, hasta el trimestre corriente incluido
- Unidades físicas vendidas mensuales del bien i en el mercado interno desde el comienzo de la exportación de la empresa, según la fecha de embarque del registro de la Dirección Nacional de Aduanas, posterior al inicio del año 2018, hasta el trimestre corriente incluido

La información presentada deberá ser certificada contablemente según modelo de Anexo I.

Se informará oportunamente el plazo para presentar esta información.

4ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR LAS EMPRESAS Y POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE ADUANAS PARA EVALUAR EL OTORGAMIENTO DEL BENEFICIO EN EL PRIMER PERÍODO

El MIEM remitirá un informe trimestral a UTE indicando los porcentajes de beneficios a aplicar a cada empresa, luego de analizada la información proporcionada por cada empresa y por la Dirección Nacional de Aduanas.

5ª ETAPA: PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA PRORROGAR EL PERÍODO DE BENEFICIO

Para renovar el período de beneficio la empresa deberá presentar la información solicitada por el MIEM, a los efectos de demostrar la consistencia entre la información presentada a los efectos del cálculo del beneficio y sus estados financieros.

La información a presentar para analizar la prórroga del programa de beneficios es:

- Certificación contable del subcapítulo Ventas de plaza del capítulo Ingresos. En dicha certificación contable presentar una descomposición mensual del rubro discriminando valor unitario y cantidad física por producto o agrupación de productos (bien i).
- Estados contables uniformes correspondientes a los dos últimos ejercicios cerrados. En caso de que la empresa no disponga de los estados contables de los ejercicios mencionados anteriormente por tener una antigüedad menor a los dos años, la misma deberá presentar los estados contables disponibles.

El MIEM podrá solicitar información adicional si la presentada es inconsistente con los estados financieros.

La información presentada deberá ser certificada contablemente según modelo de Anexo I. El plazo para presentar esta información será comunicado oportunamente.

Si la información requerida no es presentada por la empresa o no valida la información presentada anteriormente y utilizada por el MIEM para calcular el beneficio, el MIEM lo comunicará a UTE para la reliquidación del cargo de energía no abonado.

6ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA PARA PRORROGAR EL PERÍODO DE BENEFICIO

El MIEM dispone de 45 días corridos a partir de la culminación de la etapa anterior para analizar la información y enviar el listado a UTE de las empresas que cumplan con todos los requisitos para otorgarse la prórroga del período de beneficio. En caso de que corresponda, el MIEM enviará a UTE el listado de empresas a las cuales se les deberá reliquidar el cargo de energía no abonado.

7ª ETAPA: APORTE DE LA INFORMACIÓN POR PARTE DE LAS EMPRESAS EN EL SEGUNDO PERÍODO DE BENEFICIO

Cada empresa que haya renovado el período de beneficios deberá seguir aportando la información requerida para el cálculo del beneficio.

Estas empresas deberán presentar trimestralmente la siguiente información:

- Valor mensual de las ventas del bien i en el mercado interno en el trimestre correspondiente.
- Unidades físicas vendidas mensuales del bien i en el mercado interno en el trimestre correspondiente.

La información presentada deberá ser certificada contablemente según modelo de Anexo I.

Se informará oportunamente el plazo para presentar esta información.

8ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR LAS EMPRESAS Y POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE ADUANAS PARA EL OTORGAMIENTO DEL BENEFICIO EN EL SEGUNDO PERÍODO

El MIEM remitirá un informe trimestral a UTE indicando los porcentajes de beneficios a aplicar a cada empresa, luego de analizada la información proporcionada por cada empresa y por la Dirección Nacional de Aduanas.

9ª ETAPA: PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA DEMOSTRAR LA CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN EL SEGUNDO PERÍODO DE BENEFICIO

Para mantener el beneficio otorgado a la empresa en el segundo período, la misma deberá presentar la información solicitada por el MIEM a los efectos de demostrar la consistencia entre la información presentada para el cálculo del beneficio y sus estados financieros.

La información solicitada es la siguiente:

- Certificación contable del subcapítulo Ventas de plaza del capítulo Ingresos. En dicha certificación contable presentar una descomposición mensual del rubro discriminando valor unitario y cantidad física por producto o agrupación de productos (bien i).
- Estado contable uniforme correspondiente al último ejercicio cerrado.

El MIEM podrá solicitar información adicional si la presentada es inconsistente con los estados financieros.

La información presentada deberá ser certificada contablemente según modelo de Anexo I. El plazo para presentar esta información será comunicado oportunamente.

10ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA

Al finalizar el segundo año del programa de beneficio, el MIEM verificará nuevamente la consistencia entre la información presentada por las empresas para calcular el beneficio en el segundo período y sus estados financieros.

Culminada la etapa anterior el MIEM en el plazo de 45 días corridos analizará la información y comunicará a UTE si existen empresas a las cuales corresponde reliquidar el cargo de la energía no abonado.

ANEXO I MODELO DE CERTIFICADO CONTABLE

1) DATOS IDENTIFICATORIOS DEL PROFESIONAL CERTIFICADOR

EL SR. ……., CONTADOR PÚBLICO, INSCRIPTO EN LA CAJA DE PROFESIONALES UNIVERSITARIO CON EL Nº ……., DOMICILIADO EN LA CALLE ……, DE LA CIUDAD DE

……. CERTIFICA:

DE ACUERDO CON LA DOCUMENTACIÓN QUE TUVE PRESENTE A ESTUDIO, PROPORCIONADA POR LOS INTERESADOS.

2) DATOS IDENTIFICATORIOS DEL SOLICITANTE DEL BENEFICIO

LA EMPRESA……., INSCRIPTA EN BPS CON EL Nº…….. Y EN LA DGI CON EL Nº ……, GIRA EN EL RAMO DE …… DESDE EL ……EL DOMICILIO DONDE REALIZA SU ACTIVIDAD ES ……

3) DECLARACION DE:

LA INFORMACIÓN QUE SE DETALLA EN LA 1ª ETAPA: SOLICITUD DE ADHESIÓN AL DECRETO EN SU LITERAL C) RESPECTO A LA PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN (INGRESOS OPERATIVOS, BIENES DE CAMBIO Y GASTO TOTAL DE ENERGÍA) QUE NO SURJA DE LOS CAPÍTULOS O RUBROS EN LOS ESTADOS CONTABLES DEL ÚLTIMO EJERCICIO CERRADO Y

PLANILLA DE PRODUCCIÓN MENSUAL EN UNIDADES FÍSICAS Y MONETARIAS Y MAYORES DE PRODUCTOS TERMINADOS, PARA EL AÑO BASE, EL EJERCICIO 2017 Y LOS MESES TRANSCURRIDOS DEL AÑO 2018 SOLICITADA EN LA 3ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FÍSICA Y DE SU RELACIÓN CON EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4) RELACION DEL PROFESIONAL ACTUANTE

LA RELACIÓN DEL PROFESIONAL ACTUANTE CON LA EMPRESA SOLICITANTE ES DE……, HABIENDO REALIZADO EL PRESENTE CERTIFICADO DE ACUERDO CON EL PRONUNCIAMIENTO Nº 16 DEL COLEGIO DE CONTADORES, ECONOMISTAS Y ADMINISTRADORES DEL URUGUAY.

A EFECTO DE SU PRESENTACIÓN ANTE MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y MINERÍA SE EMITE EL PRESENTE CERTIFICADO, EL DÍA…….DEL MES DE……. DE 2017 EN LA CIUDAD

DE…….

FIRMA CONTADOR.

TIMBRE CPU

ANEXO II MODELO DE DECLARACIÓN JURADA

Montevideo, de de 2017

Sres. de MIEM-Dirección Nacional de Energía De nuestra consideración

El/La Sr./a _, en su calidad de representante/s de la Persona Jurídica_ _, manifiesta que toda la información suministrada tiene el carácter de declaración jurada y está sujeta a las penalidades de la ley (artículo 239 del Código Penal): “el que con motivo del otorgamiento o

formalización de documento público prestare una declaración falsa sobre su identidad o estado o cualquier otra circunstancia de hecho, será castigado con tres a veinticuatro meses de prisión".

_____

Firma representante/s

Resolución MIEM sin número- Apruébanse los instructivos que regularán la aplicación del Decreto No. 264/018, relativo a la promoción para empresas electro-intensivas con alto factor de utilización y mantenimiento o incremento del empleo

De 10 de octubre de 2018, publicada en D. O. el 18 de octubre de 2018 - Apruébanse los instructivos que regularán la aplicación del Decreto No. 264/018, relativo a la promoción para empresas electro-intensivas con alto factor de utilización y mantenimiento o incremento del empleo.

VISTO:
Lo dispuesto por el Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018;

RESULTANDO: I) Que a través del citado decreto se exhortó a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) a instrumentar un programa de beneficios comerciales para suscritores de UTE con un gasto anual de adquisición de energía eléctrica a UTE que represente un valor mayor o igual al 5% (cinco por ciento) del Valor Bruto de Producción (VBP) anual, y que se encuentren comprendidos en las categorías tarifarias Gran Consumidor en todos los niveles de tensión del pliego tarifario de UTE (GC1, GC2, GC3, GC4, GC5);
II) Que el decreto aprobado encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería determinar las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, los porcentajes del beneficio y la verificación del cumplimiento de las obligaciones;

CONSIDERANDO: I) Que corresponde cumplir con lo encomendado por el artículo 5 del Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018;
II) Que resulta necesario explicitar detalladamente en dos anexos y en formato de instructivo las condiciones y criterios de aplicación del programa de beneficios;

ATENTO: A lo expuesto;

LA MINISTRA DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA
RESUELVE:

1º. Apruébanse los instructivos con las condiciones del programa de beneficios, su mecanismo de implementación, los porcentajes de beneficios y la verificación del cumplimiento de las obligaciones que regularán la aplicación del Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018, que se adjuntan como anexos y que forma parte integrante de la presente resolución.
2º. Comuníquese, publíquese, y pase a la Dirección Nacional de Energía, etc.

Instructivo Decreto Nº 264/018 de 27 de agosto de 2018
PROMOCIÓN PARA EMPRESAS ELECTRO-INTENSIVAS
CON ALTO FACTOR DE UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO
O INCREMENTO DEL EMPLEO.

CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DEL DECRETO

El beneficio consiste en un descuento comercial en la facturación del cargo de energía eléctrica (sin IVA) neta de otros descuentos comerciales otorgados a los suministros con tarifas GC (Grandes Consumidores) de aquellas empresas o establecimientos que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

a) Ser suscritores de UTE1
b) Tener suministros de servicio eléctrico con tarifa GC “Grandes Consumidores” (GC1, GC2, GC3, GC4 y GC5). No se considerarán los suministros de las empresas o establecimientos que no sean de las categorías tarifarias mencionadas.
c) Que el ratio “Gasto anual en adquisición de energía eléctrica a UTE sobre Valor Bruto de Producción (VBP) anual” sea igual o superior a 5%; ((Gasto EE/VBP) ≥ 5%).
d) Que el factor de utilización fuera de punta trimestral del suministro en el período de aplicación del beneficio sea mayor que el factor de utilización fuera de punta de su categoría tarifaria en el año 2017.
e) Que el indicador de empleo definido en el presente instructivo aumente o se mantenga en cada uno de los trimestres con respecto al período base definido.
Para calcular el gasto en adquisición de energía eléctrica a UTE se deben considerar los cargos de energía activa, energía reactiva, potencia, potencia excedentaria y cargo fijo. No deben incluirse multas u otros cargos que eventualmente estén incluidos en la factura mensual de UTE ni descuentos comerciales otorgados. El período a considerar para calcular el gasto de adquisición de energía eléctrica será el mismo que el período a considerar para el cálculo del VBP.
El Valor Bruto de Producción (VBP) se determina en base a la información del balance contable de la empresa, se aceptará considerar balances de los dos últimos ejercicios cerrados. El VBP es la suma algebraica de los siguientes conceptos:
a) Ingresos operativos excepto aquellos obtenidos por la reventa de mercadería.
b) Descuentos concedidos de los bienes vendidos excepto aquellos otorgados por la venta de mercadería de reventa.
c) Variación de productos terminados. Corresponde al valor de productos terminados fabricados por la empresa.
d) Variación de productos en proceso. Corresponde al valor de productos no terminados fabricados por la empresa.
El factor de utilización trimestral a considerar para otorgar el beneficio se calculará de la siguiente forma.
Para clientes GC1, GC2:

$$FUfp_{trim} = \frac{\sum_{t=1}^{t=3} (Ell_t + Ev_t)}{\sum_{t=1}^{t=3} Pfact_t * (Hll_t + Hv_t)}$$

FUfptrim = factor de utilización fuera de punta trimestral
Ellt = energía facturada en el tramo llano en el mes t
Evt = energía facturada en el tramo valle en el mes t
Pfactt = potencia facturada en el tramo punta-llano en el mes t 1
Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor.
Hllt = cantidad de horas en el tramo llano en el mes t
Hvt = cantidad de horas en el tramo valle en el mes t
t = mes de cada trimestre

Para clientes GC3, GC4, GC5:

$$FUfp_{trim} = \frac{\sum_{t=1}^{t=3} (Ell_t + Ev_t)}{\sum_{t=1}^{t=3} (Pfactll_t * Hll_t + Pfactv_t * Hv_t)}$$

FUfptrim = factor de utilización fuera de punta trimestral
Ellt = energía facturada en el tramo llano en el mes t
Evt = energía facturada en el tramo valle en el mes t
Pfactllt = potencia facturada en el tramo llano en el mes t
Pfactvt = potencia facturada en el tramo valle en el mes t
Hllt = cantidad de horas en el tramo llano en el mes t
Hvt = cantidad de horas en el tramo valle en el mes t
t = mes de cada trimestre

El tramo horario fuera de punta que se considerará para calcular el factor de utilización comprende exclusivamente las horas de los tramos horarios llano y valle de las categorías tarifarias GC mencionadas.
El nivel de empleo se calculará en base a los aportes a la seguridad social de la empresa de todos los trabajadores en relación de dependencia. La empresa deberá tener un monto de aporte en el trimestre no menor al del trimestre del período base, admitiéndose una caída de hasta el 3% para poder obtener el beneficio en el citado trimestre. El monto correspondiente a los meses del trimestre que se está evaluando se ajustará para hacer la comparación con el año base.
El ajuste será realizado en base a la variación del salario nominal acordado en el Consejo de Salarios, para el sector en el que la empresa esté comprendida.
Teniendo en cuenta eventos propios de operación y/o del sector productivo que pueden afectar la comparación con la realidad actual, la empresa podrá optar por un período base para evaluar el indicador de empleo de acuerdo a las siguientes opciones:
a) Igual trimestre del año 2017
b) Igual trimestre del año móvil octubre 2017 - setiembre 2018
c) Ultimo trimestre previo al inicio de la medida (julio 2018 - setiembre 2018)
En caso de optarse por la alternativa c), todos los trimestres para evaluar empleo se compararán con el trimestre julio-setiembre de 2018.
Las empresas que iniciaron su operación posteriormente al mes de octubre de 2017 podrán optar solamente por las opciones b) o c). En caso de optar por la opción b), se considerará el primer trimestre disponible de operación para el período base, hasta tanto el trimestre actual tenga un mismo trimestre para comparar con el período base.
La opción realizada deberá ser comunicada al momento de completar el formulario de adhesión al beneficio o al entregar la información solicitada, y se mantendrá durante todo el período del beneficio.
La información para realizar el cálculo del trimestre será solicitada directamente al MTSS por el MIEM, y en función de ello se realizará la verificación de esta condición.
En caso que la empresa no cumpla con el indicador de empleo en uno de los trimestres de aplicación de la medida, no podrá acceder a los beneficios para el citado trimestre. No obstante, esta caída de nivel de empleo en uno o varios trimestres no será causal de suspensión del otorgamiento del beneficio. La empresa podrá aplicar a los siguientes trimestres, y en caso de cumplirse la condición de empleo podrá obtener beneficios por los suministros que cumplan con el indicador de Factor de Utilización.
El MIEM comunicará a UTE en cada trimestre si la empresa cumple con el indicador de empleo, y es suceptible de obtener beneficios en el marco de esta medida.
Para las empresas que puedan obtener beneficios en el trimestre en función del indicador de empleo, UTE calculará el beneficio que corresponda a cada suministro GC, sobre el trimestre sobre el cual se verificaron las condiciones, el cual será asignado en una factura del trimestre posterior como un descuento comercial.
La convocatoria estará abierta a partir del 3 de setiembre de 2018 hasta el 19 de octubre de 2018 a las 17:00 hs, plazo límite para presentar la documentación detallada en el presente instructivo.
La empresa beneficiaria se identifica con su número de RUT y deberá identificar el o los suministros dedicados a la actividad de la empresa comprendidos en las categorías “Grandes Consumidores” a ser considerados a los efectos de la aplicación del beneficio. Cada uno de estos suministros se identifica con el Nº de Cuenta de UTE.

El beneficio correspondiente a cada suministro se determinará en función del factor de utilización del suministro en cada trimestre del período de aplicación del beneficio calculado en base a la energía y potencia facturadas, comparado con el factor de utilización correspondiente a la categoría tarifaria del suministro en el año 2017.
En el caso de las categorías tarifarias GC3, GC4 y GC5, el factor de utilización se calculará en base a la energía y potencia facturadas en el tramo horario fuera de punta.
Los porcentajes de beneficio se aplicarán según la Tabla 1:

Tabla 1. Cálculo del beneficio

FU/Fucategoría	Beneficio
1,0	0%
1,1	5%
1,2	10%
1,3	15%
1,4	18%
1,5	20%
1,6	22%
1,7	24%
1,8	25%
1,9	26%
2,0	27%

Los valores de los factores de utilización de las categorías tarifarias GC en el año 2017 a ser considerados para aplicar el beneficio son los siguientes:

Tabla 2. Factores de utilización de referencia por categoría tarifaria GC

Categoría	FU 2017
GC1	53%
GC2	51%
GC3	51%
GC4	44%
GC5	66%

Los valores de la tabla son calculados con fórmulas análogas con las que se calculan los factores de utilización para cada trimestre.
Para valores de FU/FU categoría que se encuentren comprendidos entre los valores establecidos en la Tabla 1, se considerará el valor más próximo de la tabla a los efectos de determinar el beneficio correspondiente. Se redondeará a una cifra decimal.
En el caso que el beneficiario posea descuentos comerciales por parte de UTE en la facturación del cargo de energía activa, el porcentaje de beneficio se aplicará sobre la facturación de ese cargo luego de restar los descuentos comerciales otorgados al suministro.
El esquema de bonificación tendrá una duración máxima de ocho trimestres. El primer trimestre a considerar a los efectos de aplicar el presente beneficio es octubre - noviembre - diciembre de 2018.
El beneficio a otorgar tendrá los siguientes topes, individual y colectivo:

A. (Individual) Por cada empresa beneficiaria: Para el primer año de aplicación del beneficio (oct-2018 a set-2019) el monto total no podrá superar $ 25.000.000 (pesos uruguayos veinticinco millones). La misma condición aplicará para el siguiente período de cálculo (oct-2019 a set-2020).
B. (Colectivo) Consideradas todas las empresas beneficiarias: Para el primer año de aplicación del beneficio (oct-2018 a set-2019) el monto total no podrá superar $ 150.000.000 (pesos uruguayos ciento cincuenta millones). La misma condición aplicará para el siguiente período de cálculo (oct-2019 a set-2020).

El criterio para asignar el beneficio en caso de que se cumpla el tope colectivo (literal B) es el siguiente: en el trimestre en el que se alcance el monto máximo se calculará cuál sería el monto de beneficio a otorgar a cada empresa en dicho trimestre y en base a este monto el porcentaje que correspondería a cada empresa del monto total a otorgar, asignando ese porcentaje del monto disponible a cada empresa.
El programa de beneficios no podrá ser usufructuado en forma simultánea con los beneficios otorgados al amparo de los decretos, Decreto No. 361/015 de 29 de diciembre de 2015, Decreto No. 118/017 de 2 de mayo de 2017, Decreto No. 135/018 de 7 de mayo de 2018 y el aprobado el 4 de junio de 2018 (Ratio del 2%).
Si el MIEM constatara que un suscriptor se amparó incorrectamente en el programa de beneficios o no ha cumplido con las obligaciones asumidas para su participación lo comunicará a UTE para la reliquidación del monto no abonado.

1ª ETAPA: SOLICITUD DE ADHESIÓN AL DECRETO.

Las empresas interesadas en adherir al programa de beneficios en el marco del Decreto Nº 264/018, deben acceder al sitio web del MIEM a través del siguiente link, ingresando la información solicitada en el formulario.
Una vez completado el formulario on-line, el MIEM verificará los datos que sean necesarios, e informará si cumple con los requisitos establecidos en el decreto. En caso afirmativo, la empresa deberá presentar la siguiente información, en los formatos establecidos:
a) Declaración jurada con compromiso de la empresa de presentar la información necesaria para evaluar la solicitud de adhesión y seguimiento, firmada por titular/representante de la empresa. Presentar en formato físico y digital.
b) Formulario de solicitud de adhesión a la medida. Este formulario le llegará a la casilla de correo que fue ingresada en la solicitud; se debe imprimir y firmar, por la misma persona que figura como titular/representante en la declaración jurada. Presentar en formato físico y digital.
c) Original y fotocopia del certificado notarial de vigencia y representación de la empresa. A la fecha de presentación el certificado no podrá tener una antigüedad mayor a 90 días de expedición. Presentar en formato físico y digital.
d) Últimos dos formularios de la declaración de impuestos de la DGI Nº 2148 o Nº 2149, según corresponda. Presentar en formato digital.
e) Para el caso de empresas que hayan tenido que completar los datos de balance para el cálculo del VBP, deberán presentar los estados contables uniformes correspondientes al ejercicio considerado para el cálculo del ratio y anterior con Informe de Revisión Limitada o de Auditoría según corresponda.
En el caso de postulaciones por establecimiento se exigirá Informe de Revisión Limitada. En el caso de micro y pequeñas empresas según definición establecida en el Decreto No. 504/007, se aceptará Informe de Compilación. La información que se detalla en el literal e) que no surja de los capítulos o rubros en los Estados Contables, deberá ser presentada por Certificado Contable. Presentar en formato digital.
f) Detalle de los capítulos y/o rubros que se indican. Presentar en formato digital.
* Ingresos Operativos por fuente: Mercadería de Reventa, Productos Terminados, Productos Terminados producidos por Terceros con materiales y/o materias primas de la empresa si correspondiere y Descuentos concedidos de Productos Terminados.
* Bienes de Cambio con la siguiente apertura: saldos iniciales, saldos finales, altas y bajas de Productos Terminados, Productos en Proceso, Materia Prima e Importaciones en Trámite.
* Gasto total en energía eléctrica adquirida a UTE.
Las empresas que hayan calificado a los beneficios promovidos por el Decreto No. 361/015 y el Decreto No. 118/017, y en este último caso el ratio Gasto EE/VBP resultó mayor o igual a 5%, no deberán presentar la información solicitada en los literales e) y f).
El valor de nivel de empleo para el período base (2017) será informado por el MIEM a la empresa cuando se envíe el formulario de solicitud de adhesión (literal a). La información será remitida al MIEM por el MTSS.

La información indicada en formato físico deberá ser entregada en Sarandí 620 de lunes a viernes entre las 9:00 y las 17:00. La información indicada en formato digital, deberá remitirse a la casilla medidas@miem.gub.uy <mailto:medidas@miem.gub.uy>.
El plazo para presentar la información vence el 19 de octubre a las 17:00 hs.
2ª ETAPA: ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN POR EL MIEM Y COMUNICACIÓN DE EMPRESAS QUE CALIFICAN PARA RECIBIR EL BENEFICIO.
El MIEM analizará la información presentada por las empresas interesadas en un plazo de 30 días corridos a partir de la presentación de información por parte de la empresa, e informará a UTE las empresas que califican para recibir el beneficio.
Las empresas que no desearan mantener la adhesión al beneficio deberán comunicarlo por escrito al MIEM. La fecha de cese al beneficio se efectivizará una vez que la empresa reciba el visto bueno de parte del MIEM.

Instructivo II Decreto No. 264/018 de 27 de agosto de 2018.

PROMOCIÓN PARA EMPRESAS ELECTRO-INTENSIVAS CON ALTO FACTOR DE UTILIZACIÓN Y MANTENIMIENTO O INCREMENTO DEL EMPLEO.

El cálculo del Valor Bruto de Producción (VBP) se determina en base a la información del balance contable de la empresa. Se aceptará considerar balances de los dos últimos ejercicios cerrados.
Para el caso de empresas categorizadas como industriales en el giro principal según la Sección C, Divisiones 10 a 33 del Código CIIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme), Revisión IV el VBP es la suma algebraica de los siguientes conceptos:
a) Ingresos operativos excepto aquellos obtenidos por la reventa de mercadería.
b) Descuentos concedidos de los bienes vendidos excepto aquellos otorgados por la venta de mercadería de reventa.
c) Variación de productos terminados. Corresponde al valor de productos terminados fabricados por la empresa.
d) Variación de productos en proceso. Corresponde al valor de productos no terminados fabricados por la empresa.
Para el caso de empresas no incluidas en la categorización anterior, el VBP es la suma algebraica de los siguientes conceptos:
a) Ingresos operativos, incluyendo aquellos obtenidos por la reventa de mercadería.
b) Descuentos concedidos de los bienes vendidos incluyendo aquellos otorgados por la venta de mercadería de reventa.
c) Variación de productos terminados. Corresponde al valor de productos terminados fabricados por la empresa.
d) Variación de productos en proceso. Corresponde al valor de productos no terminados fabricados por la empresa.

Resolución Poder Ejecutivo Nº 290/019- Se autoriza el procedimiento especial que se determina de UTE, para la contratación de empresas para trabajos en acontecimientos graves e imprevistos como consecuencia de situaciones extremas

De 3 de junio de 2019, publicada en D. O. el 11 de junio de 2019 - Se autoriza el procedimiento especial que se determina de UTE, para la contratación de empresas para trabajos en acontecimientos graves e imprevistos como consecuencia de situaciones extremas.

VISTO: La gestión promovida por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para la autorización de un procedimiento de contratación especial de empresas para trabajos en acontecimientos graves e imprevistos como consecuencia de situaciones extremas;

RESULTANDO: Que por Resolución Nº 17.3243 de 20 de diciembre de 2017, el Directorio de UTE aprobó el tenor del texto del Procedimiento Especial para la Contratación de Empresas para trabajos en Acontecimientos Graves e Imprevistos como Consecuencia de Situaciones Extremas;
II) Que de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 4º de la mencionada resolución, se remitieron los obrados a la Agencia de Compras y Contrataciones del Estado (ACCE) para recabar su asesoramiento, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 37 del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF);
III) Que por nota de 10 de mayo de 2018, ACCE recomienda una serie de modificaciones al texto del procedimiento remitido, proponiendo una nueva redacción para los numerales 4) REGISTRO DE HABILITADOS y 5) SELECCIÓN DEL CONTRATISTA;
IV) Que por Resolución Nº 18.2050 de 16 de agosto de 2018, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) aprobó la nueva redacción al texto del Procedimiento y, en cumplimiento del numeral 2º de la misma, se remitieron nuevamente los obrados a ACCE para recabar su asesoramiento en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 37 del TOCAF;
V) Que por Resolución Nº 120/018 de 21 noviembre de 2018, ACCE otorgó su conformidad al Procedimiento Especial para la Contratación de Empresas para Trabajos en Acontecimientos Graves e Imprevistos como Consecuencia de Situaciones Extremas y dispuso sugerir que, dado el interés que representa este procedimiento para otros organismos que tienen redes, se sustituya en el numeral 5 del procedimiento propuesto, en los literales a) y b), los términos “Mantenimiento de Red” y “Ampliación de Redes” por “Mantenimiento de Redes e Instalaciones” y “Ampliación de Redes e Instalaciones”;
VI) Que por Resolución Nº 19.-83 de 24 de enero de 2019, UTE aprobó las modificaciones propuestas al texto del Procedimiento Especial;
VII) Que por Resolución Nº 585/19 de 27 de febrero de 2019, se obtuvo pronunciamiento favorable del Tribunal de Cuentas;
CONSIDERANDO: I) Que es oportuno y conveniente autorizar a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para la contratación especial de empresas para trabajos en acontecimientos graves e imprevistos como consecuencia de situaciones extremas mediante el procedimiento especial sugerido;
II) Que el artículo 37 del TOCAF autoriza al Poder Ejecutivo a promover regímenes y procedimientos de contratación especiales;
III) Que la Dirección Nacional de Energía, en informe de 26 de abril de 2019, indica que no existen observaciones que realizar;
IV) Que la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería, compartiendo lo informado por la mencionada Dirección Nacional, sugiere el dictado de la resolución de que se trata;
ATENTO: A lo expuesto y a lo establecido en el artículo 37 del TOCAF, a lo informado por la Dirección Nacional de Energía y la Asesoría Jurídica del Ministerio de Industria, Energía y Minería;

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
RESUELVE:

1º. Autorízase, el siguiente procedimiento especial de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para la contratación de empresas para trabajos en acontecimientos graves e imprevistos como consecuencia de situaciones extremas:

PROCEDIMIENTO ESPECIAL PARA LA CONTRATACIÓN DE EMPRESAS PARA TRABAJOS EN ACONTECIMIENTOS GRAVES E IMPREVISTOS COMO CONSECUENCIA DE SITUACIONES EXTREMAS.

1. OBJETO

El presente procedimiento tiene por objeto la contratación de Empresas para el restablecimiento de servicios prestados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) en todo el territorio nacional frente a la ocurrencia de acontecimientos graves e imprevistos, a consecuencia de situaciones extremas que sean constatadas y avaladas como tales, por la

Dirección Nacional del Sistema Nacional de Emergencia (SINAE).

2. CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO/OBRA

El servicio/obra a contratar comprende la reparación y/o reconstrucción de las instalaciones afectadas como consecuencia de un suceso grave e imprevisto, que impide la normal prestación del servicio/obra y requiere una inmediata resolución. El mismo se prestará en todo el territorio nacional.

3. CONVOCATORIA

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) realizará la convocatoria para la inscripción de interesados en integrar una nómina de proveedores habilitados a los efectos de prestar el servicio/obra objeto de la contratación, de acuerdo a lo dispuesto por el presente procedimiento.

Dicha convocatoria se realizará a través de publicaciones en el Diario Oficial, con no menos de 20 días hábiles de anticipación a la fecha de apertura del llamado y en por lo menos dos periódicos de circulación nacional, además de publicarse en la web de Compras Estatales y en la web de UTE. Las especificaciones particulares de contratación estarán recogidas en el Pliego de Condiciones correspondiente, el que será publicado en la web de Compras Estatales y en la web de UTE.

4. REGISTRO DE HABILITADOS

El Registro de habilitados funcionará bajo la órbita de UTE y será organizado por zona geográfica y por tipo de servicio/obra. Cada interesado, deberá especificar la zona geográfica de su interés de actuación, y el tipo de servicio/obra, pudiendo inscribirse en más de una zona y en más de un servicio/obra. El pliego particular determinará las zonas geográficas y objeto incluidas para la provisión del servicio/obra.

Todas las empresas que al momento de la apertura del Registro tengan contratos vigentes vinculados al objeto del presente procedimiento, serán ingresadas de oficio por parte de la Administración.

Las empresas inscriptas, que cumplan los requisitos establecidos en el pliego, serán clasificadas por zona geográfica y servicio/obra. Dentro de cada zona y servicio/obra se definirá por sorteo el orden de prelación en la nómina, orden que será válido para todo el periodo de vigencia del Registro.

La Administración publicará en su página web, y en la de Compras Estatales, los proveedores habilitados y el orden de prelación resultante a efectos de la contratación conforme lo indicado en numeral 5) del presente procedimiento.

Luego de publicada la lista de prelación, las empresas que resulten adjudicatarias a través de otros procedimientos competitivos para la realización de servicios/obras vinculados al objeto del presente procedimiento, que no se encuentren inscriptas, serán inscriptas de oficio en el Registro de habilitados por parte de la Administración, e incorporadas en el último lugar de la lista.

La vigencia de inscripción en el registro estará indicada en el Pliego Particular. En ningún caso podrá superar los 2 años de vigencia.

La inclusión en dicho Registro, no implica obligación de la Administración de contratar.

5. SELECCIÓN DEL CONTRATISTA

Toda vez que la Administración requiera la prestación de un servicio/obra incluido en el objeto del presente procedimiento, la contratación se realizará de la siguiente manera:

1. En primer lugar, a las empresas con contrato vigente de Mantenimiento de las Redes e Instalaciones en la zona del evento;
2. De no ser posible cubrir la totalidad de las necesidades con lo dispuesto en el punto 1, a las empresas con contratos de Remodelación y Ampliación de las Redes e Instalaciones que posean contratos vigentes en la zona del evento. En los puntos 1 y 2 se tomará en consideración, en lo que resulte pertinente, el orden de prelación establecido en el Numeral 4) del presente procedimiento.
3. De no ser posible cubrir la totalidad de las necesidades con lo dispuesto en 1 y 2, se seleccionará a la/s empresa/s sin contrato vigente, de acuerdo al orden de prelación establecido

en el Numeral 4) del presente procedimiento.

6. PRECIO
El pliego particular establecerá los criterios a utilizar para definir el precio de cada contrato de servicios/obras. En todos los casos, se tomará en cuenta el precio resultante de las últimas contrataciones realizadas por UTE, en el marco de procedimientos competitivos.

7. ASPECTOS RESIDUALES
En todas las situaciones no previstas en el presente procedimiento, regirán las estipulaciones sobre contratación administrativa establecidas en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera.

2º. Comuníquese, publíquese en el Diario Oficial y en un diario de circulación nacional.