

**PROCEDIMIENTOS
DEL MERCADO
ELECTRICO
MAYORISTA**

PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

TABLA DE CONTENIDOS

1	Objetivo y Alcance	1
2	Marco Conceptual del Funcionamiento del MEM	1
3	Aprobación y Modificaciones	2
4	Definición de Términos	3
5	Agentes del MEM	14
5.1.	Características Técnicas de los Agentes del MEM	14
5.1.1.	Generación	14
5.1.2.	Transmisión	14
5.1.3.	Distribución	14
5.1.4.	Gran Consumidor	15
5.1.5.	Exportación e Importación de Potencia y Energía	15
5.1.5.1.	Exportación	15
5.1.5.2.	Importación	15
5.2.	Información que deben suministrar los Agentes al CENACE	16
5.2.1.	Requerimiento de Información Estacional	16
5.2.1.1.	De los Distribuidores y Grandes Consumidores	16
5.2.1.2.	De los Generadores y Autogeneradores	17
5.2.2.	Requerimiento de Información Semanal	17
5.2.2.1.	De los Distribuidores y Grandes Consumidores	17
5.2.2.2.	De la Empresa de Transmisión	18
5.2.2.3.	De los Generadores y Autogeneradores	18
5.2.3.	Requerimiento de Información Diaria	19
5.2.3.1.	De los Distribuidores y Grandes Consumidores	19
5.2.3.2.	De la Empresa de Transmisión	20
5.2.3.3.	De los Generadores y Autogeneradores	20
5.3.	Codificación de los Agentes del MEM	20
5.3.1.	Consideraciones Generales para la Codificación	21
5.3.2.	Alcance de la Codificación	21
5.3.3.	Codificación de Generadores	22
5.3.3.1.	Descripción	22
5.3.3.2.	Empresas de Generación del MEM	22
5.3.3.3.	Subestaciones de Centrales del SNI	22
5.3.3.4.	Centrales del MEM y sus Unidades de generación	23
5.3.4.	Codificación de Distribuidores y Grandes Consumidores	23
5.3.4.1.	Descripción	23
5.3.4.2.	Empresas de Distribución y Grandes Consumidores	23
5.3.5.	Codificación de Importadores y Exportadores	24
5.3.5.1.	Codificación de la Importación (generador)	24
5.3.5.2.	Codificación de la Exportación (gran consumidor)	24
5.3.6.	Codificación de la ubicación de los nodos de Intercambio y de los de Interconexión	25
5.3.6.1.	Subestaciones de Transformación	25
5.3.6.2.	Posición en la Subestación	25
6	Fijación de los Precios del MEM	27
6.1.	Mecanismo de Cálculo de Factores de Nodo	27
6.1.1.	Factor de Nodo	27

6.1.2.	Mecanismo de Cálculo	27
6.1.2.1.	Factores de Nodo Estacionales	27
6.1.2.2.	Factores de Nodo por Banda Horaria	29
6.2.	Mecanismo de Cálculo del Costo Marginal de la Energía	29
6.2.1.	En Operación Normal	29
6.2.2.	En caso de Desabastecimiento	30
6.3.	Mecanismo de Cálculo del Precio Nodal de la Energía	30
6.4.	Declaración de los Costos Variables de Producción	30
6.5.	Valor del Agua	30
6.5.1.	Tipo de Centrales Hidráulicas	30
6.5.1.1.	Centrales de Capacidad Estacional	30
6.5.1.2.	Centrales de Capacidad Mensual	31
6.5.1.3.	Centrales de Capacidad Semanal	31
6.5.1.4.	Centrales de Pasada	31
6.5.1.5.	Centrales Hidráulicas Encadenadas	32
6.5.2.	Formato de Entrega del Valor del Agua	32
6.6.	Costo de Energía no Suministrada	32
6.6.1.	Determinación del Costo	32
6.6.2.	Aplicación	33
6.7.	Precio Unitario de Potencia	33
6.8.	Determinación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición	33
6.8.1.	Simulación de la Operación Económica del Sistema a Mediano Plazo	33
6.8.2.	Despacho Económico Horario	34
6.8.2.1.	Demanda Horaria	34
6.8.2.2.	Aporte Diario de Producción de Energía	35
6.8.2.3.	Prioridad de Despacho de las Unidades	35
6.8.2.4.	Períodos Horarios	35
6.8.2.5.	Despacho Horario	36
6.8.3.	Aplicación de la Definición de Potencia Remunerable	37
6.8.3.1.	Calendario para Actualización de Información	37
6.8.3.2.	Cálculo de la PR	37
6.9.	Determinación de la Reserva Adicional de Potencia	38
6.10	Determinación de la Reserva para Regulación de Frecuencia	38
6.11	Costo de Arranque – Parada de una Unidad Turbo - Vapor	38
6.12	Compensaciones por Restricciones Operativas	38
6.12.1.	Generación Forzada por Restricciones Operativas	38
6.12.2.	Discriminación de los Sobrecostos por Restricciones Operativas	39
6.12.3.	Asignación de los Sobrecostos a los Agentes	39
6.12.4.	Asignación de los Sobrecostos por Restricciones por Mantenimiento	39
6.12.5.	Máquinas Inflexibles y Restricciones Operativas Simultáneas	40
6.12.6.	Competencia del CENACE	40
6.12.7.	Remoción de Restricciones	40
6.13	Potencia y Energía Reactivas	40
6.14	Incumplimiento del Esquema de Alivio de Carga	41
6.14.1.	Compromisos y Responsabilidades de los Agentes	41
6.14.2.	Nodo Equivalente de Corte	41
6.14.3.	Distribuidores	41
6.14.4.	Grandes Consumidores	42

6.14.5.	Intervalos de Duración – Restricciones Forzadas y Programadas	42
6.14.5.1.	Duración del Corte	42
6.14.6.	Relés de Frecuencia de los Agentes	43
6.14.7.	Medición de Frecuencia	43
6.14.7.1.	Característica y Ubicación de los Equipos	43
6.14.7.2.	Responsabilidades en la medición de la potencia cortada	43
6.14.7.3.	Información a los responsables de los cortes	44
6.14.7.4.	Observaciones de los Agentes	44
6.14.8.	Transacciones de Corte	44
6.14.8.1.	Cálculo de Desvíos entre los Cortes Realizados y Comprometidos	44
6.14.8.2.	Liquidación y Facturación de las Transacciones de Corte	44
6.14.9.	Evaluación de la Equidad y Funcionalidad del EAC	45
6.14.10.	Supervisión	45
6.14.11.	Criterios para Determinar el incumplimiento del EAC, penalizaciones y compensaciones	45
6.14.12.	Informe de los Incumplimientos del EAC	46
7	Liquidaciones de Energía y Potencia	47
7.1.	Liquidación de las Transacciones de Energía	47
7.1.1.	Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores	48
7.1.1.1.	Excedentes de Energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional	49
7.1.1.2.	Factores de Nodo Ponderados de Distribuidores	50
7.1.1.3.	Pago por Restricciones Operativas	50
7.1.2.	Liquidación de las Transacciones de Energía de Generadores	51
7.1.2.1.	Remuneración de Energía a Generadores a precio distinto al del Mercado	51
7.1.2.2.	Valoración de las transacciones de energía de los Generadores	52
7.1.3.	Liquidación a la Empresa de Transmisión	54
7.1.3.1.	Pago por restricciones operativas	55
7.1.3.2.	Pago por energía consumida en subestaciones	55
7.2.	Liquidación de las Transacciones de Potencia	56
7.2.1.	Liquidación de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PR)	56
7.2.2.	Liquidación de la Reserva Adicional de Potencia (RA)	58
7.2.3.	Liquidación de la Regulación de Frecuencia	60
7.2.3.1.	Liquidación de la Regulación Primaria de Frecuencia	60
7.2.3.2.	Liquidación de la Regulación Secundaria de Frecuencia	61
7.2.3.3.	Incumplimientos	62
7.2.4.	Liquidación de Arranque - Parada	63
7.3.	Cargo Equivalente de Energía	64
7.3.1.	Requerimientos de información	64
7.3.2.	Cálculo del Cargo Equivalente de Energía	64

7.3.3.	Cobro a Distribuidores y Grandes Consumidores por potencia Remunerable puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque – Parada.	65
7.4.	Pago de los Agentes al Transmisor por la tarifa de transmisión	65
7.4.1.	Determinación de la potencia máxima no coincidente	65
7.4.2.	Determinación de los pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor	66
7.4.3.	Remuneración a la tarifa de transmisión por tarifa fija	66
8	Control de los Contratos a Plazo	67
8.1.	Información Contractual a ser Suministrada al CENACE	67
8.1.1.	Duración de los Contratos	67
8.1.2.	Ubicación de los Contratos	67
8.1.3.	Energía Efectiva de Contratos	68
8.1.3.1.	Energía de Contratos pactada en la Barra de Mercado	68
8.1.3.2.	Energía de Contratos pactada en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor	69
8.1.3.3.	Energía de Contratos pactados en la Barra del Generador	69
8.1.4.	El Transmisor y los Contratos	70
8.1.5.	Información de los Agentes del MEM	70
8.1.5.1.	Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores	71
8.1.5.2.	Máxima Producción a Contratar por los Generadores	72
8.1.5.3.	Etapa Transitoria	73
9	Plazos para la liquidación de las transacciones, emisión y pagos de facturas en el MEM	74
	DISPOSICION TRANSITORIA	75

REGULACION No. CONELEC – 007/00

PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 45 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico contempla la conformación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como la exportación e importación de energía y potencia.

Que, el inciso final, del Art. 1, del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, establece que las disposiciones de dicho reglamento serán complementadas con los procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, establecidos a través de regulaciones que dicte el CONELEC.

Que, es necesario complementar las disposiciones del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de contar con un marco normativo que permita su correcta, oportuna y eficaz aplicación.

En uso de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico:

Resuelve:

1. OBJETIVO Y ALCANCE

Los Procedimientos del MEM tienen como objetivo proporcionar una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Las regulaciones que se indican a continuación, se presentan de la forma más clara y simple posible, tomando en consideración el marco conceptual del funcionamiento del MEM, su aplicabilidad operativa dentro de la natural complejidad del sector, posibilitando una transición hacia una condición final de mercado, mientras se obtienen los cambios estructurales necesarios y las condiciones reales de competencia, sin que se afecte negativamente la seguridad de abastecimiento.

2. MARCO CONCEPTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL MEM.

El marco conceptual del funcionamiento del MEM se basa en los siguientes principios:

- Establecer la libre competencia para el abastecimiento de la demanda tanto para la generación existente cuanto para la expansión del parque generador.
- Alcanzar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejen los costos económicos, que hagan viables el establecimiento de los negocios de generación así como se propenda al mejoramiento y desarrollo del sector eléctrico.

- Las condiciones de la oferta y la demanda sean las que determinen los precios.
- Garantizar un acceso a la información, transparencia en las transacciones del mercado y el trato no discriminatorio a sus agentes.
- Posibilitar la importación y exportación de energía.
- Estructuración de un mercado eléctrico que brinde un servicio con calidad, seguridad y confiabilidad.

3. APROBACION Y MODIFICACIONES.

La presente Regulación, que contiene los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, es aprobada por el Directorio del CONELEC, y podrá ser revisada y/o modificada cuando:

- a) Haya cambio en la LRSE y/o en los Reglamentos que norman el funcionamiento del MEM que implique la alteración de las presentes regulaciones.
- b) Cuando exista una nueva tecnología, no considerada en las presentes regulaciones, y que su inclusión sirva para mejorar la calidad y seguridad del funcionamiento del MEM.

4. DEFINICIÓN DE TERMINOS.

ABRIR o DESCONECTAR. Interrumpir, mediante maniobra voluntaria, el paso de la corriente eléctrica.

ACCESO LIBRE. Conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de distribución.

AGENTES DEL MEM. Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

ALIMENTADOR. Línea de conducción eléctrica directa conectada a una subestación de distribución que suministra energía a los usuarios.

AREA DE CONTROL. Conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión y distribución dentro de una zona geográfica, determinada por el CENACE.

ARRANCAR. Conjunto de operaciones, manuales o automáticas, para poner en servicio un equipo de generación.

ARRANQUE EN NEGRO. Posibilidad alternativa, de una unidad generadora, de entrar en servicio sin depender de una fuente externa de energía.

AUTOGENERADOR O AUTOPRODUCTOR. Es el generador (o productor) independiente de energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional de Transmisión, sistemas de distribución, o de los sistemas aislados de transporte.

AUDITORIAS . Procesos y procedimientos de verificación de la información (datos, parámetros, valores, restricciones, etc.) que los agentes del MEM hayan declarado al CENACE.

BARRA DE MERCADO. Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.

BITACORA. Registro diario oficial de los sucesos o novedades de operación de las instalaciones eléctricas que conforman el SNI.

BLOQUEO. Medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación.

CALIDAD DEL SERVICIO. Conjunto de características del servicio referidas a la disponibilidad de las instalaciones, los medios operativos y a la regulación de voltaje y frecuencia.

CALIDAD DE LA ENERGIA. Se caracteriza por la forma de onda y toma en cuenta las desviaciones en voltaje y frecuencia.

CAMPO DE CONEXIÓN. Es el conjunto de equipos e instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión que se encuentran al servicio directo y exclusivo de un Agente, a través del punto de conexión, y que es la referencia para el cálculo de cargos de conexión.

CAPACIDAD EFECTIVA. Potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora.

CAPACIDAD RODANTE. Suma de las capacidades efectivas sincronizadas al sistema.

CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA. Valor mensual calculado por el CENACE, expresado en unidades monetarias por unidad de energía, para liquidación de las transacciones por conceptos de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.

CARGO POR CONEXIÓN. Es el valor aplicable a los Agentes del MEM, como parte de la tarifa de transmisión, por concepto de uso de equipos e instalaciones consideradas como campo de conexión de un Agente.

CARGO POR TRANSPORTE. Es el valor aplicable a los Agentes del MEM, como parte de la tarifa de transmisión, por concepto de uso de la red (líneas y subestaciones) del Sistema Nacional de Transmisión.

CARGO VARIABLE POR TRANSPORTE. Valor que determina el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.

CASO FORTUITO. De conformidad con lo establecido en el artículo 30 del Código Civil es la acción de las fuerzas de la naturaleza que no hayan podido preverse o que previstas no hayan podido ser evitadas.

CAUDALES DE ESTUDIO. Serán los caudales que se prevén durante la etapa de estudio, o caudales que se sucedieron para etapas anteriores consideradas similares.

CENTRAL O PLANTA. Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE). Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.

CENTRO DE OPERACION (CO). Unidad Operativa encargada de la supervisión y control de la operación de la red eléctrica en una área o región definida

CENTRO DE OPERACION DE TRANSMISION (COT). Organismo encargado de la supervisión y control de la operación de la red eléctrica del Sistema Nacional de Transmisión

CERRAR O CONECTAR. Acción sobre un equipo para permitir el paso de la corriente eléctrica.

COLAPSO PARCIAL. Suspensión del servicio eléctrico debido a falla o contingencia que afecta a un área o región del SNI.

COLAPSO TOTAL. Pérdida de estabilidad del Sistema Nacional Interconectado debido a falla o contingencia severa que causa la suspensión del servicio eléctrico a todos los usuarios del SNI.

COMERCIALIZACION. La compra – venta de energía en el MEM, incluye la medición, liquidación, facturación y cobro.

CONFIABILIDAD. La capacidad de un dispositivo o equipo para funcionar sin falla en un determinado periodo bajo cierto régimen de trabajo.

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA. Es el suministro de un suficiente y seguro servicio de generación, transmisión y distribución.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). Organismo de derecho público encargada de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.

CONSIGNACION. Autorización especial que se concede para sacar de servicio un equipo o instalación, para que el personal de mantenimiento intervenga con el propósito de ejecutar un trabajo predeterminado.

CONSIGNAR O EFECTUAR LA CONSIGNACION. Acción por medio de la cual se deja un equipo sin tensión (voltaje), vapor, agua a presión u otros fluidos peligrosos, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, seccionadores, fusibles , válvulas y otros dispositivos, previniendo la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda energizarse o tomar presión.

CONSUMO. Es la cantidad de energía eléctrica utilizada por un Agente del MEM, consumidor, en un intervalo de tiempo.

CONSUMIDOR. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico, como receptor directo del servicio.

CONSUMIDOR FINAL. Es la persona natural o jurídica que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el distribuidor, previo contrato celebrado por las partes y cuyo suministro está sujeto a las tarifas establecidas en la Ley, el Reglamento General, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias y el Contrato de Concesión.

CONTINUIDAD DEL SERVICIO. Es un índice que caracteriza la calidad del servicio, en relación al nivel de seguridad de la no interrupción del servicio eléctrico que se da al consumidor mientras lo está utilizando.

CONTRATOS DE CONCESIÓN o CONCESION. Es el acto jurídico por el cual el CONELEC a nombre del Estado, conviene con una persona natural o jurídica, la delegación de facultades que incluyen los derechos y obligaciones para ejercer actividades de generación y para la prestación del servicio público de transmisión, distribución y

comercialización de energía eléctrica, y en el cual se precisan los términos, condiciones y alcances de la facultad delegada.

CONTRATO DE CONEXIÓN. Es el libre acuerdo pactado entre un agente del MEM y el Transmisor, para la interconexión al Sistema Nacional de Transmisión, y le permite recibir y/o entregar energía eléctrica.

CONTRATOS A PLAZO (A TERMINO). Son los que libremente se acuerdan entre las partes, observando lo dispuesto en el Artículo 46 de la LRSE, Capítulo XIII del Reglamento Sustitutivo y el Artículo 29 del Reglamento del MEM.

COSTOS DE ARRANQUE Y PARADA. Costos que se reconocen a un Generador, que tiene una unidad turbo-vapor por el arranque de la misma, cuando el CENACE ha dispuesto parar dicha unidad por condiciones operativas del sistema. El costo que se reconocerá será el valor declarado por el Generador para un arranque en frío.

COSTOS FIJOS. Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo (inversión, seguros, personal, depreciación, rentabilidad, etc.), sea que este funcione o no.

COSTOS ESTABILIZADOS. Costo marginal promedio, ponderado por la demanda proyectada del sistema, calculado a nivel estacional y utilizado en el cálculo de tarifas a consumidor final.

COSTOS INCREMENTALES. Son los costos en los que incurre en producir o comprar el próximo kWh disponible.

COSTO MARGINAL DE ENERGIA. Es el costo de generar un kWh adicional en una hora determinada, correspondiente a aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

COSTO MARGINAL DE MERCADO. El Costo marginal de energía, referido a la Barra de Mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario.

COSTOS VARIABLES. Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción.

CURVA DE CARGA. Será la que representa el comportamiento de la carga durante el período en estudio.

DEMANDA. Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.

DEMANDA MAXIMA. Consumo máximo de potencia eléctrica registrado en un período de tiempo determinado.

DESCONECTAR. Ver Abrir.

DESPACHO DE CARGA. Administración, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

DESPACHO ECONOMICO. Es la asignación específica de carga de las unidades de generación, para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad y calidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

DESPACHO CENTRALIZADO. Es el despacho económico que realiza el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados al Sistema Nacional Interconectado, los cuales realizarán sus transacciones en el MEM.

DISPARO. Apertura automática de un disyuntor o interruptor por funcionamiento de los relés de protección para desconectar una parte del sistema.

DISPONIBILIDAD. La disponibilidad de operación es el porcentaje del tiempo que una unidad generadora, línea de transmisión u otra instalación, es capaz de proporcionar servicio, ya sea que el sistema precise o no su funcionamiento.

DISTRIBUIDOR. Es la persona natural o jurídica titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por virtud de la cual asume la obligación de prestar el suministro de electricidad a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

DISYUNTOR. Dispositivo que sirve para cerrar o abrir circuitos eléctricos, con o sin carga, o con corriente de falla.

EFICIENCIA TERMICA. Es la cantidad de BTU requerida para que el combustible produzca un kWh de energía eléctrica.

EMPRESA GENERADORA. Ver Generador..

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS O DISTRIBUIDOR. Ver Distribuidor.

EMPRESA DE TRANSMISION O TRANSMISOR. Ver Transmisor.

ENERGIA ELECTRICA. La generación o uso de la potencia eléctrica por un equipo o dispositivo en un período de tiempo, expresa en kWh, MWh o GWh.

ENERGIA FIRME. Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90%.

ESCENARIO HIDRÓLOGICO. Son las condiciones esperadas bajo las cuales se desenvuelve la generación hidroeléctrica, y que le permitirá determinar a esta, en el programa de generación.

EXPORTACION. La exportación de energía y potencia eléctricas, vendidos a otros países, comprenderán únicamente los excedentes disponibles luego de satisfecha la demanda nacional.

FACTOR DE CARGA. Es una medida del grado de uniformidad de la demanda en un período, usualmente un año, equivalente a la relación entre la demanda promedio respecto a la demanda máxima durante el mismo período, expresado en porcentaje.

FACTOR DE PLANTA. Es la razón de la generación registrada o prevista a la generación que se hubiera producido si la unidad hubiera operado en forma continua a su máxima capacidad.

FACTOR DE POTENCIA. Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

FACTOR DE NODO O FACTOR NODAL. Es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

FRONTERA. Es la delimitación física de los equipos e instalaciones entre un Agente del MEM y el Transmisor a fin de establecer la propiedad.

FUENTES NO CONVENCIONALES. Son aquellas fuentes provenientes del aprovechamiento de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa u otras de similares características, que se utilizan para producir energía eléctrica.

FUERZA MAYOR. De conformidad con lo establecido en el artículo 30 del Código Civil es la acción de un tercero a la que razonablemente no se puede resistir, incluyendo en este caso, huelga, conmoción civil u otros de carácter general, que tenga directa o indirecta incidencia en el cumplimiento de las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica.

GENERADOR. Persona natural o jurídica, titular de una concesión, permiso o licencia para la explotación de una o varias centrales de generación eléctrica.

GRAN CONSUMIDOR. Agente del MEM, debidamente calificado por el CONELEC por sus características de consumo, que está facultado para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica.

IMPORTACION. Energía y potencia eléctricas, producidas en otros países que ingresarán al MEM en condiciones de libre mercado como resultado del despacho económico que realice el CENACE.

INTERCONEXION INTERNACIONAL. La barra donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación entre los dos países.

INTERRUPTOR. Ver Disyuntor.

ISLA ELECTRICA O SUBSISTEMA. Sección o parte del SNI que puede operar en forma autónoma y, además, cuenta con capacidad de generación y autogeneración para brindar el servicio eléctrico a sus usuarios.

LEVANTAR UNA RESTRICCIÓN.- Proceso empleado para restituir a condiciones normales de operación de una instalación o parte de un sistema.

LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO (LRSE). Es la Ley que rige el Sector Eléctrico del País.

LIMITADOR DE CARGA. Dispositivo que impide a una unidad generadora incrementar su potencia activa por arriba de un valor fijado.

LINEA. Circuito eléctrico cuyo propósito es conducir energía eléctrica.

LINEA DE TRANSMISION. Es la línea que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, opera a un voltaje superior a 90 kV, se extiende entre dos subestaciones adyacentes y consiste en un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos).

MANIOBRA. Acciones ejecutadas por un operador sobre los elementos de corte y de regulación de un sistema, manual o automáticamente, de manera local o a control remoto.

MANIOBRAS DE EMERGENCIA. Maniobra que se realiza cuando el sistema opera fuera de lo normal.

MANIOBRAS DE OPERACIÓN NORMAL. Maniobra que se realiza cuando el sistema está operando en condiciones normales.

MANTENIMIENTO. Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación para mantener o recuperar su disponibilidad.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO. Es el mantenimiento que se da en un equipo o instalación averiada para recuperar su disponibilidad.

MANTENIMIENTO EMERGENTE. Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación, en forma urgente, no pudiendo ser aplazado por requerimientos del sistema.

MANTENIMIENTO MAYOR U OVERHAUL. Es el mantenimiento global que se ejecuta sobre un equipo o instalación del sistema, con el objeto de recuperar la vida útil del equipo.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO. Es un mantenimiento programado que se realiza sobre los equipo o instalación para evitar la ocurrencia de posibles fallas.

MANTENIMIENTO PROGRAMADO. Es el mantenimiento de equipos o instalaciones, reportados por los Agentes al CENACE, para que este coordine y elabore al programa de mantenimiento global.

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.

MERCADO A PLAZO. Conjunto de transacciones pactadas en contratos a plazo (a término), entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

MERCADO OCASIONAL. Es el mercado de transacciones de potencia y energía,, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad, en los que los precios lo determina el CENACE con el costo marginal de corto plazo

MOTOR DE COMBUSTION INTERNA. Máquina que mediante la explosión (combustión) del combustible, transforma la energía calórica en energía cinética (rotación).

NIVELES DE EMBALSE. Serán las cotas de los embalses determinados en forma discreta.

ONDA PORTADORA (PLC). Sistema de comunicaciones de radio frecuencia, generalmente bajo los 600 kHz, que para transmitir la información utiliza como medio físico las líneas de transmisión.

OPERACIÓN. Aplicación del conjunto de técnicas y procedimientos que permiten arrancar, mantener en funcionamiento y parar un equipo, instalación o sistema. destinados al uso y funcionamiento adecuado del equipo.

OPERACIÓN NORMAL. Es un régimen de operación que satisface los requerimientos de calidad de servicio y de energía sin poner en riesgo las instalaciones del sistema.

OPERACIÓN DE EMERGENCIA. Régimen de operación fuera de lo normal.

OPERACIÓN EN TIEMPO REAL. Operación de instalaciones que se realiza en forma instantánea y automática mediante un Sistema SCADA.

OPERADOR DE CENTRAL O DE SUBESTACION. Persona que efectúa las maniobras localmente, en la estación donde se encuentran los equipos que se van a operar.

PARAR. Conjunto de operaciones, manuales o automáticas, mediante las cuales un equipo deja de funcionar o es llevado a la condición de reposo.

PEAJE DE DISTRIBUCION. Es el cargo por potencia que corresponde al VAD, hasta el punto de entrega, y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

PERIODO DE ESTUDIO. Intervalo de tiempo para el cual se establecerá el costo del agua. Este periodo podrá ser anual, mensual o diario.

PLAN DE ELECTRIFICACION. Es el documento formulado por el CONELEC en cumplimiento a lo dispuesto por la Ley de Régimen del sector Eléctrico, para satisfacer la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, que contiene la asignación de áreas geográficas para empresas distribuidoras así como la expectativa de expansión de los proyectos de generación de energía eléctrica a nivel nacional.

PLAN OPERATIVO . Es la planificación operativa de mediano plazo que realiza el CENACE para el período octubre-septiembre y que es revisada trimestralmente.

PLAN DE MANTENIMIENTO. Es el Programa de mantenimiento elaborado por el CENACE en base a los programas de mantenimientos entregados por los Agentes del MEM.

PLANTA. Ver Central.

PLIEGO TARIFARIO. Comprende el conjunto de: tarifas a consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio de electricidad.

POTENCIA. Es la rapidez con respecto al tiempo de transferir o transformar energía.

POTENCIA EFECTIVA. Ver Capacidad Efectiva.

POTENCIA DISPONIBLE. Potencia efectiva del generador que están operables, y pueden estar o no consideradas en el despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado.

POTENCIA NOMINAL O DE PLACA. Potencia especificada por los fabricantes de equipos.

POTENCIA REACTIVA O REACTIVOS. Es el producto del voltaje y la componente fuera de fase de la corriente alterna. No representa un consumo útil, pero que aporta a las pérdidas de transporte y distribución; y es determinante en el control de voltaje.

POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION. Es la magnitud de potencia activa que será remunerada a cada generador.

PRECIO NODAL DE LA ENERGÍA. Es el precio de la energía en cada cada nodo de la red en función del precio en la barra de mercado y los factores nodales correspondientes.

PRECIO UNITARIO DE POTENCIA. Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

PROCEDIMIENTOS DEL MEM. Conjunto de metodologías, reglas y normas relacionados con la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista.

PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN. Conjunto de metodologías, reglas y normas relacionados con la administración técnica del Mercado Eléctrico Mayorista

PROTECCIONES. Conjunto de relés y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado u operado fuera de los límites preestablecidos, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

PROYECCION DE DEMANDA. Proceso matemático que permite predecir la demanda de un sistema para un determinado período en el futuro.

RECONEXION. Es el procedimiento empleado para llevar un sistema de potencia de un estado de reposo al estado de operación normal de operación.

RED. Conjunto de líneas y subestaciones que están operando dentro de un sistema o área de control.

REGIMEN TARIFARIO. Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

REGULACION DE FRECUENCIA. Es el mecanismo a través del cual se mantiene la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos, cumpliendo con el equilibrio entre la generación y demanda.

REGULACION PRIMARIA. La regulación primaria es la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en el cual no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación, sino sólo el regulador de velocidad de la máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación.

REGULACION SECUNDARIA. La regulación secundaria es la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del Control Automático de Generación, esta respuesta se solicitará en tiempos de dos (2) a cuatro (4) segundos. Permite corregir la desviación acumulada por la regulación primaria.

REGULACION DE VOLTAJE. Es la habilidad del sistema para controlar el voltaje, manteniéndolo dentro de los límites establecidos. El control se lo realiza mediante ajustes de la potencia reactiva de los generadores, cambios de taps en los transformadores, conexión/desconexión de capacitores y reactores en los sistemas de transmisión y distribución.

RENDIMIENTO. Es la capacidad que tienen las unidades de generación de producir energía eléctrica en función del combustible que consumen. Para el caso de las unidades térmicas este valor se expresa en kWh/galón, y para las unidades hidráulicas en kWh/m³.

REPOSICION O RESTAURACION DEL SISTEMA. Es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación.

RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA. La reserva adicional de potencia es determinada dentro de la programación semanal efectuada por el CENACE, cuando es requerida para cumplir las condiciones de calidad de suministro. Las unidades generadoras disponibles quedan habilitadas para participar en la licitación que efectúe el CENACE.

RESERVA FRIA. Capacidad de generación correspondiente a las unidades generadoras que no están en operación pero se encuentran disponibles para entrar en servicio, en un tiempo determinado, en caso de ser requeridas por el CENACE.

RESERVA RODANTE. Capacidad de generación que esta sincronizada y lista para servir la demanda del sistema eléctrico en cada instante. Esta diferencia sirve para corregir las desviaciones de frecuencia.

RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA. Es el porcentaje de reserva de potencia requerida para la regulación de frecuencia. Para la regulación primaria se

definirá estacionalmente, por el CENACE, el porcentaje requerido y será de cumplimiento obligatorio para todos los generadores. Para la regulación secundaria, el CENACE seleccionará a los generadores que deben efectuar tal regulación.

RESTRICCIONES OPERATIVAS. Limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho óptimo y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho óptimo (sin restricciones) y el despacho económico o incluso la operación de plantas diferentes a las que habían sido consideradas en dicho despacho.

SECCIONADOR. Dispositivo que opera sin carga (circulación de corriente) cuya función consiste en aislar un equipo de una instalación.

SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA. Dispositivo que sirve para conectar o desconectar a tierra un equipo determinado.

SEGURIDAD. Característica operativa que presenta un sistema eléctrico, en un período determinado, en que, de ocurrir alguna contingencia, permanece operando sin exceder la capacidad de los equipos, ni violar los rangos permisibles de voltaje y frecuencia, ni afectar el servicio a los usuarios.

SINCRONIZAR. Conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al Sistema Eléctrico una unidad generadora o conectar dos subsistemas separados del sistema.

SISTEMA DE SUPERVISION, CONTROL Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA). Un sistema de control remoto y telemetría usado para monitorear y controlar el sistema eléctrico.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI). Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.

SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SISMEC). Es el conjunto de equipos, software y comunicaciones, que permite con la mayor exactitud posible, medir los flujos energéticos para valorizar las transacciones económicas de los Agentes del MEM.

SISTEMA DE INFORMACION DEL MEM (INFONET). Red informática destinada al intercambio electrónico de información entre el CENACE y los Agentes del MEM, brindando servicios de transferencia de documentos y archivos, correo electrónico, que permite el acceso a la información del Mercado a los Agentes del MEM.

SUBSISTEMA. Ver Isla Eléctrica.

SUBESTACION. Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares, cuya función es la de transmitir y/o distribuir energía eléctrica.

TARIFA DE TRANSMISION. Es el cargo que deben pagar los Agentes del MEM al Transmisor por uso de redes y acceso al sistema de transmisión.

TARJETA DE SEGURIDAD. Tarjeta que se coloca en los mandos de los dispositivos que deben permanecer bloqueados durante el desarrollo de trabajos sobre un equipo o parte de él.

TRABAJO EN CALIENTE. La ejecución de una tarea en un equipo energizado (con tensión), previo autorización y cumplimiento de los procedimientos Es el procedimiento para ejecutar una tarea en un equipo energizado o con tensión.

TRANSMISION. Es el transporte de energía eléctrica de alto voltaje por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión.

TRANSMISOR. Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o autoproductor, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA. Son aquellas transacciones que se realizan en el MEM como consecuencia del flujo de potencia reactiva en los diferentes nodos del sistema para mantener los índices de calidad de voltaje.

UNIDAD GENERADORA. Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario (turbina hidráulica, de vapor, de gas y de motor diesel) acoplado a un generador eléctrico.

UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR). Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por las unidades maestras.

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION (VAD). Corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

5. AGENTES DEL MEM.

5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AGENTES DEL MEM.

5.1.1 Generación.

- Sistema de adquisición de la información hidrológica y climatológica, para el caso de centrales hidráulicas.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de los límites operativos de las unidades (curva P-Q).
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Contar con equipos y procedimientos definidos, encaminados a medir y monitorear la eficiencia térmica y los rendimientos energéticos.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Ajustar las protecciones de sus equipos con la finalidad de mantener la coordinación con el sistema al que se interconecten.
- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones, por medio de equipos destinados a este fin.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Fijar políticas para la comercialización de su producción.

5.1.2 Transmisión.

- Elaborar y cumplir con el Plan de expansión.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Ajustar las protecciones del SNT, de manera que se mantenga la coordinación de todo el sistema.
- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran o cruzan sus instalaciones.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.

5.1.3 Distribución.

- Determinar las curvas de demanda para corto, mediano y largo plazo.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).

- Ajustar las protecciones de su sistema a fin de no afectar a otros agentes o a sus clientes.
- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran o cruzan sus instalaciones.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Fijar políticas para el abastecimiento de energía.

5.1.4 Gran Consumidor.

- Disponer y entregar sus curvas de demanda.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando en lo posible, no incidir en el suministro a terceros.
- Coordinar sus protecciones a fin de no afectar al sistema al que se conecten.
- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.

5.1.5 Exportación e Importación de Potencia y Energía.

5.1.5.1 Exportación.

- Definir el punto de interconexión.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de los límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinar las protecciones a fin de no afectar la interconexión.
- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones dentro del país.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.

5.1.5.2 Importación.

- Definir el punto de interconexión.
- Determinar las curvas de demanda para corto, mediano y largo plazo.
- Operar y maniobrar sus instalaciones dentro de límites operativos.
- Determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.
- Controlar y monitorear los índices de calidad, seguridad y confiabilidad de sus instalaciones.
- Programar el mantenimiento de sus instalaciones, procurando alcanzar la mayor disponibilidad (recursos económicos, financieros y repuestos).
- Coordinar las protecciones a fin de no afectar la interconexión.

- Determinar y mitigar el impacto ambiental causado en la zona donde se encuentran sus instalaciones dentro del país.
- Operar y mantener los equipos de medición comercial.

5.2 INFORMACION QUE DEBEN SUMINISTRAR LOS AGENTES AL CENACE.

Es responsabilidad de los agentes hacer llegar toda la información necesaria al CENACE con el propósito de que efectúe las actividades establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y las responsabilidades asignadas por el CONELEC. Esta información será manejada por el CENACE empleando los mecanismos técnicos más adecuados que tenga a su alcance, con el propósito de mantener registros y ejecutar procedimientos confiables dentro del marco de Transparencia del MEM.

El CENACE será responsable de elaborar, con dicha información, una base de datos centralizada, confiable y auditable, a satisfacción y disposición de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para Transacciones Económicas será la fuente de información oficial utilizada por el CENACE para determinar el resultado de dichas transacciones económicas.

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de liquidación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Transacciones, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al elaborar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el CENACE será incorporada de acuerdo a los plazos definidos en los Reglamentos.

5.2.1 Requerimiento de Información Estacional.

Los Agentes, antes del 31 de octubre de cada año, deberán presentar toda la información Comercial definida en esta sección del documento. El CENACE analizará esta información, la validará y ejecutará las acciones necesarias para la correcta marcha del MEM.

5.2.1.1 De los Distribuidores y Grandes Consumidores.

Hasta el 31 de octubre de cada año los Distribuidores y Grandes Consumidores deben presentar al CENACE la siguiente información:

- Estudios y reportes de topología de la red hasta el nivel de subtransmisión, cuando se prevea o hayan existido cambios en los puntos de interconexión con el S.N.I o en la configuración interna de la empresa.
- Si se han producido o van a producirse cambios en la configuración o estado de funcionamiento del Sistema de Medición Comercial, los Agentes deben presentar al CENACE un reporte técnico que contenga la descripción detallada de todos los cambios y el nuevo estado de funcionamiento.
- Previsión de la curva de carga horaria con valores de energía a consumir por la empresa en cada día típico del mes: día

laborable, sábado, domingo y días feriados. Estas proyecciones deben contener estimaciones máximas y mínimas.

- Proyección de la demanda de energía a consumir para todo el año de operación previsto por el CENACE. Estas proyecciones deben contener estimaciones máximas y mínimas.
- En la etapa transitoria, y mientras no se escindan las empresas de generación y de distribución de las antiguas Empresas Eléctricas, éstas deben reportar el origen de la energía que consumen las centrales de generación para consumo de auxiliares cuando no son despachadas. En caso de que esta energía provenga del sistema y no de la Empresa Eléctrica se debe reportar además la ubicación de o los puntos de interconexión y el nivel de voltaje.

5.2.1.2 De los Generadores y Autogeneradores.

Para cada período estacional las empresas deben suministrar la información indicada a continuación para el período solicitado y una estimación de los mismos datos para los próximos 2 años.

- La Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas.
 - Para las Centrales Térmicas, las previsiones de disponibilidad de combustibles (reserva inicial y entregas de combustibles líquidos), los costos variables de producción y sobrecostos de punta de máquinas turbo-vapor.
- Para las Centrales Hidroeléctricas, los Pronósticos de aportes de energía, o de energía por tipo de año hidrológico, de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal utilizable, etc.). Para las centrales con embalse de capacidad estacional y semanal, valores del agua.
- Para los compromisos en el control de voltaje y suministro de reactivos por parte de los generadores deben presentar la previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir su compromiso.
- Autogeneradores: Rango de potencia excedente que pueden poner a disposición de otros agentes o del MEM. El saldo neto de energía disponible previsto, así como los costos variables de producción.

5.2.2 Requerimiento de Información Semanal.

Con el propósito de realizar la planificación y operación semanal, los Agentes deben presentar la información en detalle para cada semana del mes en curso, en los siguientes términos:

5.2.2.1 De los Distribuidores y Grandes Consumidores.

El Distribuidor o Gran Consumidor, está en la obligación de notificar los trabajos a efectuarse en el Sistema de Medición Comercial durante la semana prevista, detallando las posibles alteraciones en la

confiabilidad de las mediciones y las posibles vías alternas para el envío de la información en caso de que los canales normales fallen.

Así mismo debe informar los trabajos a efectuarse en la red cuando estos modifiquen el punto de interconexión con otros agentes. En este caso han de detallarse los cambios especificando claramente los nuevos puntos de conexión y los nuevos niveles de voltaje, en caso de que cambien.

5.2.2.2 De la Empresa de Transmisión.

Con el propósito de evaluación de las restricciones imputables al Transmisor, éste debe entregar un informe mensual, el primer día de cada mes, en el que deberá reportar un plan general de obras y eventos a desarrollarse, programados para ese mes. También contendrá información sobre qué equipos estarán en condición de indisponibilidad, el tipo de indisponibilidad, la fecha y hora de salida de equipos con indisponibilidad y su reposición. Esta información se sujetará a la siguiente metodología:

a) Información semanal prevista.

El Transmisor deberá remitir al CENACE el primer día hábil de cada semana antes de las 12:00, un reporte de todas las actividades programadas para la esa semana (desde las 0:00 del lunes hasta las 24:00 del domingo). Este reporte contendrá información sobre los equipos estarán en condición de indisponibilidad, el tipo de indisponibilidad, las fechas y horas de salida y de reposición de los equipos con indisponibilidad.

b) Información semanal resultante.

El Transmisor deberá remitir al CENACE el primer día hábil de cada semana antes de las 12:00 un parte de todas las indisponibilidades ocurridas en la semana anterior (desde las 0:00 del lunes hasta las 24:00 del domingo). Entre otros aspectos, esta información deberá contener:

- Equipo que estuvo en condición de indisponibilidad.
- Fecha y hora de cada salida y de su reposición.
- Fecha y hora en que la indisponibilidad del equipamiento fue comunicada por el Transmisor al CENACE.
- Tipo de indisponibilidad (Programada o Forzada). En el caso de indisponibilidad forzada se deberá informar si ella fue autorizada o no por el CENACE, identificando la causa que provocó el desperfecto.
- En el caso de indisponibilidad programada se deberá informar adicionalmente si la Empresa realizó tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipamiento debe estar fuera de servicio por exigencias operativas de acuerdo a programación del CENACE.
- Indisponibilidades del equipamiento del Sistema de Medición Comercial.

Esta información será contrastada en el CENACE y se evaluará su efecto en el proceso de liquidaciones.

5.2.2.3 De los Generadores y Autogeneradores.

La información a suministrar consistirá en los datos para la semana siguiente y una estimación aproximada para la semana subsiguiente.

- Generadores Hidráulicos: nivel previsto en los embalses al finalizar la semana actual, pronósticos de aportes de los ríos para las centrales más importantes y oferta de energía prevista para las restantes, restricciones que afecten su despacho (caudal mínimo y máximo utilizable, posibilidades de empuntamiento, etc.). Para las centrales consideradas de capacidad semanal, declaración del valor del agua.
- Generadores Térmicos: disponibilidad de combustibles (reserva inicial más entregas programadas). De no suministrarse información sobre disponibilidad de algún combustible, se la tomará de la base de datos estacional. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipo de combustibles en las máquinas, combustible o mezcla de combustibles prevista consumir en sus máquinas turbo - vapor de ser requeridas a operar como de punta.
- Generadores en general: disponibilidad prevista para sus equipos que representen una modificación respecto a lo supuesto en la programación estacional (modificaciones al mantenimiento programado estacional, solicitudes de mantenimiento correctivo semanal, tasa prevista de indisponibilidad forzada) y cualquier restricción en su capacidad de regulación (primaria, secundaria y de voltaje).
- Los Autoproductores deben presentar la previsión de intercambio de potencia, saldo neto de energía puesto a disposición previsto, y el costo variable de su(s) unidades(s).
- A los Generadores con compromisos en el control de voltaje y suministro de reactivos, indisponibilidad prevista del equipamiento involucrado.
- Cualquier restricción que afecte el despacho, así como los motivos de dicha restricción.
- Cualquier modificación para el resto del período con respecto a los datos enviados para realizar la programación estacional (mantenimiento programado, pronósticos de aportes en los ríos u oferta hidroeléctrica, disponibilidad de combustible, etc.).

5.2.3 Requerimiento de Información Diaria.

5.2.3.1 De los Distribuidores y Grandes Consumidores.

Es responsabilidad de los Distribuidores y Grandes Consumidores hacer llegar la información de la cantidad de energía activa recibida hora a hora en el día anterior en cada punto de recepción a través del Sistema de Medición Comercial. En caso de que la cadena de medición y envío de información falle el Distribuidor o Gran Consumidor está en la obligación de enviar estos datos al CENACE,

obtenidos de su medidor de respaldo. Estos datos deberán enviarse de acuerdo a la prioridad indicada en la Regulación sobre los Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM, en forma de archivos de hoja de cálculo. Este informe deberá llegar hasta las 09:00 del día siguiente al de interés.

5.2.3.2 De la Empresa de Transmisión.

El Transmisor está en la obligación de reportar cualquier evento que implique un cambio substancial en la operación semanal prevista. Debe también reportar cualquier anomalía en la parte del Sistema de Medición Comercial a su cargo. Ante requerimientos del CENACE el Transmisor está en la obligación de reportar cualquier información que afecte la evaluación de las transacciones dentro de las 24 horas siguientes a la petición.

La Empresa de Transmisión también debe hacer llegar al CENACE, por medio del SISMEC y antes de las 09:00 de cada día, la cantidad de energía consumida hora a hora el día anterior en todas las subestaciones de propiedad de la Empresa siempre y cuando esta energía se retire del SNI. En caso de que el Sistema de Medición Comercial falle el Transmisor debe hacer llegar esta información, antes de las 09:00 de cada día, por los medios alternativos indicados en la Regulación sobre los Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM.

5.2.3.3 De los Generadores y Autogeneradores.

La información a suministrar consistirá en los datos previstos para los días siguientes a despachar.

- Generadores Hidráulicos de pasada: pronósticos de generación y/o potencia horaria.
- Generadores Hidráulicos en general: restricciones por requerimientos aguas abajo que afectan su despacho.
- Generadores Térmicos: cualquier modificación en la reserva de combustible respecto a lo previsto en la programación semanal. Deberá informar además cualquier restricción que surja en las posibilidades de quemado de distintos tipos de combustibles en las máquinas.
- Generadores en general: todo cambio a considerar respecto a la capacidad de regulación primaria y secundaria *de frecuencia* y regulación de voltaje.
- Cualquier restricción que afecte el despacho, *indicando las causas* de dicha restricción.
- Para los generadores con compromisos en el control de voltaje y suministro de reactivos, cualquier modificación en su disponibilidad prevista en el equipamiento involucrado.
- Los Autogeneradores deben presentar la previsión de intercambio de potencia horaria, saldo neto de energía previsto y *los costos variables de producción*.

5.3 CODIFICACION DE LOS AGENTES DEL MEM.

Con el propósito de identificar en forma específica y sencilla a cada uno de los agentes del MEM por parte de todas las instancias del CENACE y de los agentes del mercado, es necesario adoptar una codificación que defina a cada agente asociado con la actividad que realiza y sus características principales, esto es, especificar por ejemplo, para el caso de los generadores, sus unidades generadoras y la ubicación de los nodos de intercambio y para el caso de los distribuidores la ubicación de sus nodos de interconexión con los otros agentes del MEM.

Por otro lado, en vista de que el CENACE establecerá sistemas informáticos para el desarrollo de los diversos procedimientos, tanto operativos como comerciales, y que estos se relacionan entre si, es necesario que a nivel de todo el CENACE se definan una misma identificación para todos los agentes del MEM.

Hay que tomar en cuenta que una codificación para ser designada como tal, debe cumplir ciertas características, como las que se describen a continuación:

- Debe ser simple y flexible.
- Representar en forma clara y sencilla las principales características del objeto a codificar.
- Debe ser de fácil entendimiento por quienes la utilicen.
- Debe ser general, es decir, que todos los involucrados puedan utilizarla total o parcialmente.
- Debe ser única y útil para su aplicación en Base de Datos

5.3.1 Consideraciones Generales para la Codificación.

Para la codificación de los agentes del MEM se toma en consideración los siguientes aspectos:

- La codificación será alfanumérica.
- Dentro de la referencia alfanumérica, se tomará en cuenta letras del nombre del agente.
- Se adopta como referencia, la codificación utilizada en el sistema de tiempo real.
- Se deberá considerar el tipo de agente que representa en el mercado.
- Para el caso de los agentes generadores se codificará hasta el tipo de unidad y los nodos de intercambio; para Distribuidores y Grandes Consumidores se codificará hasta los nodos de interconexión.
- Para la codificación de la ubicación de los nodos de interconexión y de los de intercambio se utilizará el nombre o designación del sitio, es decir el nombre de la S/E y posición.
- La codificación compuesta se integrará en función a las necesidades de los procesos de planeamiento, operación y liquidación y al tratamiento que en cada caso corresponda a los agentes.
- Los códigos simples pueden estar o no separados; para la separación se utilizarán espacios en blanco.

5.3.2 Alcance de la Codificación.

A continuación se detallan los requerimientos de cada código para los siguientes casos de codificación:

- De las Empresas de Generación del MEM
- De Subestaciones y Centrales del SNI
- De Centrales del MEM y sus unidades de generación.
- De Empresas de Distribución y Grandes Consumidores del MEM
- De Importadores y Exportadores.
- De la ubicación de los nodos de intercambio y de interconexión.

5.3.3 Codificación de Generadores.

5.3.3.1 Descripción.

La codificación es compuesta y consiste de la integración de tres códigos simples: un código de cuatro caracteres para las empresas de generación, un código de cuatro caracteres para las subestaciones de Centrales del SNI y un código de tres caracteres para las unidades. Pueden utilizarse los tres códigos conjuntamente o solamente aquel que requiera la aplicación.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

5.3.3.2 Empresas de Generación del MEM.

La característica representativa del código de las empresas de generación consiste de cuatro caracteres, tres de los cuales se extraerán del nombre de la empresa, y su ubicación corresponde a las posiciones **b,c,d**.

Tipo de Agente:

G para un Agente Generador

La ubicación de esta designación es en la posición **a** del código

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **b** la ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **c,d** corresponderán a los dos caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, las primeras letras de las tres palabras se utilizarán. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre.

a	b	c	d						
---	---	---	---	--	--	--	--	--	--

5.3.3.3 Subestaciones de Centrales del SNI.

En el Sistema de Tiempo Real, la característica representativa del código para las subestaciones de centrales consiste de cuatro caracteres. Se considera la palabra Central como la primera palabra del nombre de la central.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **e** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **f,g,h** corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre

				e	f	g	h		
--	--	--	--	---	---	---	---	--	--

5.3.3.4 Centrales del MEM y sus Unidades de generación.

Centrales de generación del MEM:

Es aplicable el procedimiento para establecer el código de las Centrales del SNI, descrito en el numeral anterior.

Código de las Unidades de generación:

La característica representativa del código de las Unidades de generación de las empresas de generación consiste de máximo tres caracteres, y su ubicación corresponde a las posiciones **i,j,k**. Los tipos de unidad que se indican son las hidráulicas y las térmicas.

Tipo de Unidad:

H para Centrales Hidroeléctricas
G Unidad de Gas
V Unidad a Vapor
D Unidad a Diesel
B Unidad a Bunker
N Unidad a Nafta

Estos caracteres se incorporan en la posición **i** .

Número de Unidad.

Para designar el número de unidad dentro de cada central térmica y si es del caso para cada unidad hidroeléctrica se establece la siguiente designación:

1 para la unidad número uno de la central
2 para la unidad número dos de la central
n para la unidad número "n" de la central

Este carácter se lo incluye en la posición **j** de la codificación. Para el caso de que el número de unidades sea de dos dígitos, las posiciones **j** y **k** deben ser utilizadas.

									i	j	k
--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---	---

5.3.4 Codificación de Distribuidores y Grandes Consumidores.

b	c	d	s
---	---	---	---

5.3.4.1 Descripción.

La codificación consiste de cuatro caracteres para el nombre de las Empresas de Distribución o Gran Consumidor.

5.3.4.2 Empresas de Distribución y Grandes Consumidores.

Se toman las tres letras iniciales del nombre de la empresa distribuidora o gran consumidor que cubran las posiciones correspondientes a los caracteres **b,c,d**.

Tipo de Agente:

D para un Agente Distribuidor

K para un Agente Gran Consumidor

La ubicación de esta designación corresponde a la posición **a** del código.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **b** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **c,d** corresponderán a los dos caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, las primeras letras de las tres palabras se utilizarán. Se evitará la utilización de artículos y preposiciones del nombre.

5.3.5 Codificación de Importadores y Exportadores.

El tratamiento de las actividades de importación y exportación son consideradas como generación para el caso de importación y como gran consumidor en el caso de exportación. La codificación que se efectúe para estos casos debe hacerse sobre la base de la codificación ya definida para los generadores y grandes consumidores del MEM.

5.3.5.1 Codificación de la Importación (generador).

Para la posición **a** se utilizará la letra **G** para designarlo como agente generador.

Característica representativa:

Como característica representativa se utilizarán tres letras que definan el país de donde proviene la importación. Los caracteres se ubicarán en las posiciones **b,c,d**.

G	b	c	d
---	---	---	---

5.3.5.2 Codificación de la Exportación (gran consumidor).

Para el caso de la exportación se establece, como Gran Consumidor al proceso de exportación, estableciéndose lo siguiente:

K para definir que es un Gran Consumidor. Este caracter debe ser ubicado en la posición **a** de la codificación.

Característica representativa:

Como característica representativa se define la palabra o letras que definan el país a donde se va a exportar. El número máximo de caracteres utilizado es de tres, a ser ubicados en las posiciones **b,c,d**.

K	b	c	d
----------	----------	----------	----------

5.3.6 Codificación de la ubicación de los nodos de Intercambio y de los de Interconexión.

Para establecer el código compuesto para los nodos de intercambio de los Agentes Generadores y para los nodos de interconexión de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores, se utilizarán dos códigos simples: el de la subestación (o fuente) y el de la posición.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

5.3.6.1 Subestaciones de Transformación.

En el Sistema de Tiempo Real, la característica representativa del código para las subestaciones de transformación consiste de cuatro caracteres del nombre de la subestación.

Para el caso de subestaciones en las cuales su nombre este designado por una sola palabra, los cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparán las posiciones **a,b,c,d**.

Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **a** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **b,c,d** corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

a	b	c	d								
----------	----------	----------	----------	--	--	--	--	--	--	--	--

5.3.6.2 Posición en la Subestación.

Para codificar las posiciones de la subestación donde están ubicados los nodos de interconexión y de intercambio es necesario considerar lo siguiente:

a) Identificación del nivel de voltaje en kilovoltios, mediante la utilización de máximo tres dígitos: 230, 138, 69, 46, 34, 13, 6.3, 4.1, etc. Estos tres dígitos ocuparán las sitios **e,f,g**.

			e	f	g				
--	--	--	---	---	---	--	--	--	--

b) Identificación del tipo de posición: L = Línea de Transmisión, T = Transformador, B = Barra y A = Alimentador. El caracter ocupará la posición **h**.

							h		
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--

c) Identificación del nombre de la posición de hasta 4 caracteres para líneas y transformadores, ocuparán las posiciones **i,j,k,l**.

d) El nombre de la posición de línea está relacionado con la carga, ubicación geográfica o subestación destino. En cualquier caso, si el nombre lo constituye una sola palabra, los cuatro caracteres iniciales de la palabra ocuparán las posiciones **i,j,k,l**. Para el caso de nombres constituidos por dos palabras, la posición **i** ocupa la primera letra de la primera palabra, las posiciones **j,k,l** corresponderán a tres caracteres iniciales de la segunda palabra. En el caso de un nombre de tres palabras, se utilizarán las letras iniciales de la primera y segunda palabra y dos de la tercera.

e) El nombre de la posición de un transformador, llevará el nombre real o asumido del transformador. Para el caso de transformadores del SNI el nombre de transformadores es repetitivo; el código simple reflejará tal situación la misma que es excepcional.

							i	j	k	l
--	--	--	--	--	--	--	---	---	---	---

El CENACE entregará a los Agentes, como aplicación de la disposición de este capítulo, ejemplos de codificación de las instalaciones tipo.

6. FIJACION DE LOS PRECIOS DEL MEM.

6.1 MECANISMO DE CALCULO DE FACTORES DE NODO.

6.1.1 Factor de Nodo.

El Factor de Nodo indica la interrelación de los Agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza *o incentiva* el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la Barra de Mercado.

Los Factores Nodales eléctricamente indican la variación de las pérdidas marginales del sistema de transmisión ante las variaciones en la inyección de generación o retiro de carga en cada punto de la red.

El Factor de Nodo de un nodo "i" - (FNI), respecto a un nodo que se toma como referencia (Barra de Mercado) *cuyo FNI* por definición es igual a 1.0, es la variación de las pérdidas *que se presentan* debido al transporte de la energía que se presenta entre el nodo "i" y el nodo de referencia.

6.1.2 Mecanismo de Cálculo.

El Factor de Nodo (FNI) se determina por medio de la siguiente relación:

$$FNI = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial Pi} \right)$$

donde:

$\partial PL / \partial Pi$ = la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Los Factores Nodales de un Sistema de Potencia se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia, que en condiciones normales de operación, la generación total debe cubrir la carga más las pérdidas del sistema. Por lo tanto la variación de la potencia inyectada que se presenta en cada nodo no puede variar arbitrariamente sino mantener balanceado el sistema por lo que se hace necesario considerar una barra oscilante (referencia), la cual absorbe los cambios de potencia que se presenten; así al simular la variación de la potencia inyectada o retirada del nodo "i" se determina la variación de las pérdidas de transmisión. La barra oscilante es a la vez la Barra de Mercado, ya que las pérdidas de transmisión al ser calculadas con esa referencia coinciden con las pérdidas que absorbe el generador de la barra oscilante.

Así, se tiene que las pérdidas marginales de transmisión en nodos exportadores (generadores) serán generalmente negativas y en los nodos importadores (distribuidor o gran consumidor) serán generalmente positivas; por lo que los FNI serán menores a 1 o mayores a 1 respectivamente.

6.1.2.1 Factores de Nodo Estacionales.

En la Programación Estacional, el CENACE deberá calcular los Factores de Nodo Estacionales - (FNE); para el período de estiaje (octubre - marzo) y período lluvioso (abril - septiembre). El cálculo de los FNE 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 Promedio prevista en el período estacional para cada central. Considerando los respectivos mantenimientos programados y aceptados.
- b) Demanda: Se calcula la Potencia Promedio del sistema que satisface la demanda en todos los nodos de entrega de cada Agente demandante, sobre la base de las previsiones de demanda, proporcionada por los agentes del MEM. A partir de estas potencias el CENACE determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva demanda - duración) de tres bloques para días de trabajo, sábados y domingos donde:
 - cada bloque representa una banda horaria (mínima 22:00-07:00, media 07:00-17:00, máxima 17:00-22:00).
 - la potencia del bloque corresponde a la demanda promedio estacional de la banda horaria, y descontando la Energía No Suministrada - (ENS) si existiese.
 - la duración del bloque está dado por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del período considerado.

Los días feriados se consideraran como un sábado o domingo dependiendo del caso.

- c) Sistema de Transporte: El CENACE deberá definir configuraciones características en el período considerado de la red de vinculación eléctrica utilizadas entre las centrales de generación, distribuidores y grandes consumidores:

El CENACE realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular las variaciones unitarias de potencia inyectada o retirada del nodo "i" y obtener las pérdidas incrementales de transmisión. En la Programación Estacional determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

- El Factor de Nodo Estacional de la banda horaria - (FNbi), en todos los nodos "i" de generadores, distribuidores y grandes consumidores conectados al Sistema de Transmisión, en los nodos simulados y de los días analizados.
- El Factor de Nodo promedio ponderado estacional del nodo "j"- (FNPj), son factores de nodo promedio ponderados en función de la energía de cada banda horaria y nodo.

$$FNPj = \frac{(FNbi * Eb)_{Trabajo} + (FNbi * Eb)_{Sábado} + (FNbi * Eb)_{Domingo}}{Eb_{Trabajo} + Eb_{Sábado} + Eb_{Domingo}}$$

donde:

FNbi = Factor de Nodo estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i".

Eb = Energía estacional del sistema, en la Banda horaria "b".

6.1.2.2 Factores de Nodo por Banda Horaria.

Los factores de nodo horarios (FNh) serán calculados previamente por el CENACE en el predespacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de potencia simplificado que represente la red de transmisión.

En caso de realizarse un redespacho en la operación en tiempo real, los factores de nodo horarios serán los determinados en el redespacho.

El CENACE determinará el factor de nodo promedio ponderado en la banda horaria.

$$FNPhi = \frac{\sum_{i=1}^n (FNhi * Ehi)}{\sum_{i=1}^n Ehi}$$

donde:

FNPhi = Factor de Nodo ponderado en la banda horaria, de cada nodo "i".

FNhi = Factor de Nodo horario, de cada nodo "i".

Ehi = Energía en la hora "i" del sistema.

$\sum Ehi$ = Energía de la banda analizada del sistema.

n = número de horas correspondiente a la banda horaria analizada.

6.2 MECANISMO DE CALCULO DEL COSTO MARGINAL DE ENERGIA.

El CENACE debe valorar el servicio de energía eléctrica a costos marginales de acuerdo con el principio de que el sistema opera a mínimo costo. En condiciones de despacho económico, sin restricciones de la red, el costo marginal de energía en la Barra de Mercado lo proporciona aquella unidad de generación que atiende el incremento de carga, con la reserva necesaria para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema. En este caso el costo de generación se define:

6.2.1 En Operación Normal.

Para condiciones de operación normal del sistema, el costo de generación se determina por el costo variable de producción en el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada, y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica (valor del agua) para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior. En el caso de las Interconexiones

Internacionales, específicamente la importación, por el precio de oportunidad de oferta de esa energía.

El costo variable de producción de una unidad de generación, dependerá entre otras cosas de: tipo de combustible, transporte de combustible, rendimiento, mantenimiento necesario debido a la operación, etc, rubros que serán detallados en la sección correspondiente.

6.2.2 En Caso de Desabastecimiento.

En el caso de existir desabastecimiento de energía eléctrica, el costo de la Energía No Suministrada, se convierte en un generador térmico ficticio cuyo costo lo define el CONELEC de una manera creciente a la magnitud del déficit, considerando el generador ficticio como parte de las unidades a ser despachadas.

6.3 MECANISMO DE CALCULO DEL PRECIO NODAL DE LA ENERGIA.

El costo marginal de la energía del sistema obtenido en la barra de mercado, fija el Precio del Mercado (PM), obtenido de manera horaria por el CENACE para el despacho óptimo, el cual permite realizar las transacciones entre los Agentes del MEM.

El valor de la energía eléctrica se determina en cada nodo de la red por medio del precio de la energía en el nodo "i" a la hora j - (PN). El precio de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en la Barra de Mercado multiplicado por su respectivo factor de nodo a la hora j.

$$PN_{ij} = PM * FN_{ij}$$

Al valor del PN_{ij} se remunera al Generador considerado en el despacho económico ubicado en el nodo "i" o es el precio que debe pagar el Distribuidor o Gran Consumidor ubicado en el nodo "i".

El efecto de incluir las pérdidas marginales de transmisión hace que los Precios Nodales de la Energía puedan ser mayores o menores al precio de la *barra de mercado*. Así tenemos, *que generalmente*, el precio de un nodo importador aumenta a medida que se aleja de la barra de mercado; mientras que un nodo exportador el precio de la energía decrece a medida que se aleja de la barra de mercado.

6.4 DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION.

Para cumplir con esta disposición, se deberá observar lo establecido en la Regulación sobre la Declaración de Costos Variables de Producción, aprobada por el Directorio del CONELEC.

6.5 VALOR DEL AGUA.

Con el propósito de encontrar los niveles óptimos de producción de un parque eléctrico de tal manera que se minimice el costo total de producción, se deberá analizar de una manera específica el costo de operación que tendrá una central hidroeléctrica dentro de todo el contexto del parque de generación eléctrica.

6.5.1 Tipos de Centrales Hidráulicas.

6.5.1.1 Centrales de Capacidad Estacional.

Son las centrales de mayor capacidad de embalse del MEM con posibilidades de realizar por lo menos regulación estacional, o sea transferir energía como volumen embalsado entre periodos de tres o más meses. Por otra parte, su potencia instalada y energía firme representan un porcentaje importante de la demanda total del MEM. En consecuencia, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM a mediano y largo plazo.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá reunir como mínimo la condición de que el volumen útil debe representar por lo menos 25 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación al máximo caudal turbinable.

6.5.1.2 Centrales de Capacidad Mensual.

Son aquellas centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad estacional, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MEM y con suficiente capacidad de embalse con relación a su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto, su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MEM de una semana respecto a otra.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

- a) No cumplir las condiciones de central de capacidad estacional.
- b) El volumen útil debe representar por lo menos 5 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

6.5.1.3 Centrales de Capacidad Semanal.

Son aquellas centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del Mercado.

Para pertenecer a esta categoría, una central hidroeléctrica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones.

- a) No cumplir las condiciones de central de capacidad mensual.
- b) El volumen útil debe representar por lo menos 2 días de generación a carga máxima, o sea días de erogación del máximo caudal turbinable.

6.5.1.4 Centrales de Pasada.

Se incluirán en esta categoría todas las centrales hidráulicas que no resulten clasificadas como de capacidad estacional, mensual o semanal. Son centrales con poca o sin capacidad de embalse.

6.5.1.5 Centrales Hidráulicas Encadenadas.

Se define central encadenada a la central hidroeléctrica que tiene un afluente directo producto de otra central aguas arriba. El afluente proveniente de la central hidroeléctrica aguas arriba deberá representar por lo menos un 80 % del caudal medio de la central hidroeléctrica aguas abajo.

Cada central encadenada de embalse que está habilitada a declarar *e/* valor del agua, podrá hacerlo referido al embalse conjunto, o sea su embalse y el embalse de la central con la que está encadenada.

6.5.2 Formato de Entrega del Valor del Agua.

- La identificación de la central y embalse.
- Las etapas de estudio en que se considera dividido el periodo de estudio.
- El tiempo horizonte a utilizar para el periodo de estudio;
- Para cada etapa de estudio el valor del agua vendrá definido como una tabla que relaciona las cotas del embalse con su valor del agua en el Mercado (US\$ por m³/s) exclusivamente en la central.

VAs *c, e* representa el valor del agua en el Mercado de la central hidroeléctrica *c* durante la etapa *s* cuando su embalse se encuentra en la cota de nivel *e*. Por ejemplo VA6p90 representa el valor del agua para el mes de Junio de la central Paute para la cota 1990 m.

Los valores del agua calculados por el CENACE están entre el nivel máximo y el nivel de reserva del embalse. El CENACE utilizara el modelo de despacho hidrotérmico diario para lo cual utilizara como datos de entrada los caudales históricos, salvo para aquellos periodos en que el generador informe los pronósticos de caudales.

Los resultados del modelo deberán ser revisados cada tres meses

6.6 COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA.

En Mercados en que los generadores deben ofertar costos, es necesario introducir en el cálculo del precio de la energía, variables adicionales que permitan dar mayor

eficiencia a la señal económica, tales como incrementar el precio ante condiciones de escasez en la oferta. De lo contrario, el precio de la energía se mantendría fijo a partir de requerir el despacho la unidad térmica más cara.

6.6.1. Determinación del Costo.

Los costos de la energía no suministrada (ENS) será determinados por el CONELEC.

Estos costos son función creciente de la magnitud de los déficits, por lo que el CONELEC, comunicará al CENACE hasta el 31 de agosto de cada año, las magnitudes de déficit en porcentaje de la demanda no servida y los costos asociados.

6.6.2. Aplicación.

El CENACE representará en los estudios de planeamiento y despacho económico, los valores de demanda no servida (riesgo de desabastecimiento o déficit) como unidades térmicas, cuyas potencias serán los porcentajes de demanda y sus costos variables asociados, aquellos valores definidos por el CONELEC.

6.7 PRECIO UNITARIO DE POTENCIA.

El precio unitario de potencia (PUP), es el precio con el cual se remunerará la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y las transacciones que realicen los generadores por concepto de Regulación Primaria de Frecuencia.

El Precio unitario de potencia lo determinará el CONELEC, sobre la base de lo establecido en el artículo 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, y lo informará al CENACE para la respectiva liquidación en el mercado.

6.8 DETERMINACION DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION.

El procedimiento se sirve de los resultados de los Estudios que realiza el CENACE sobre la Planificación de la Operación. Para el cálculo se requiere ejecutar los siguiente procesos básicos:

- Simulación de la Operación Económica del Sistema a Mediano Plazo.
- Despacho Económico Horario.
- Aplicación de la definición de Potencia Remunerable.

6.8.1 Simulación de la Operación Económica del Sistema a Mediano Plazo.

Para la simulación de la operación económica del sistema, se aplicará un modelo utilizando las herramientas que dispone *o disponga para este fin* el CENACE.

La simulación de la operación económica óptima del sistema se realizará para un horizonte de planificación de un año, con etapas mensuales (mediano plazo), comienza en octubre de un año y concluye en septiembre del próximo año.

Uno de los objetivos de la simulación es determinar un Programa de Generación para cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica del sistema, teniendo en consideración el estado del sistema, las previsiones de demanda en el mercado, los escenarios de afluencias hídricas y las restricciones operativas. En la simulación se calculará la operación del sistema de modo de atender la demanda mensual prevista, al mínimo costo posible, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

La información básica del sistema, que se requiere para ejecutar la simulación de la operación económica con un horizonte de un año (mediano plazo), en etapas mensuales, es la siguiente:

- Proyecciones de demandas mensuales de potencia y energía del S.N.I;
- Políticas de evolución de los niveles de los embalses durante el año hidrológico;
- Políticas de reservas energéticas en los meses del periodo seco;
- Previsión de caudales medios mensuales afluentes a cada una las plantas hidroeléctricas del sistema, para varios escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible, partiendo desde un escenario base que tenga una probabilidad de excedencia de 90% mensual (hidrología seca).
- La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales durante el periodo seco.
- Fechas de entrada en operación de nuevas centrales de generación.
- Programas de mantenimiento de la red de transmisión.
- Programas de mantenimiento de las unidades de generación a ser despachadas centralmente,
- Restricciones operativas del S.N.I.
- Rendimientos medios de cada unidad de generación.
- Costos variables de generación determinados en función de los precios internacionales de los combustibles.
- Factores de nodo de cada generador.

Los resultados de la simulación que se utilizarán para el cálculo de la PR, se refieren a los aportes de producción mensual de energía de las unidades de generación, que se espera, serán entregadas en la Barra de Mercado durante la siguiente estación seca del sistema.

6.8.2 Despacho Económico Horario.

Este proceso lo centraliza el CENACE y lo programa con sujeción a las normas establecidas en el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, Artículo 8. El procedimiento a seguirse se detalla a continuación.

6.8.2.1 Demanda Horaria.

Para fines del cálculo de la PR, el Despacho Económico Horario se ejecutará sobre curvas de carga de días típicos, representativas de cada uno los meses de la estación seca. Estas curvas estarán compuestas de 24 bloques horarios.

Dependiendo de las variaciones que se produzcan en la demanda se pueden optar por los siguientes días tipo:

Tipo 1: días martes, miércoles, jueves

Tipo 2: días lunes y viernes

Tipo 3: días sábado

Tipo 4: días domingo

Tipo 5: días festivos

Para simplificar el proceso, también se puede agrupar los días tipo, tales como:

Tipo 6: días de lunes a viernes

Tipo 7: días sábado y domingo

En esta opción los días festivos se consideran como similares a días sábado o domingos

Los coeficientes de forma de las curvas de carga serán obtenidas de la estadística de demanda máxima horaria disponible en el CENACE y que se establece como la relación entre la demanda del bloque horario correspondiente con respecto a la demanda máxima que ocurre en los días típicos del mes considerado.

La demanda horaria, en cada curva típica de carga, se obtendrá multiplicando el coeficiente de forma de la curva tipo por la demanda máxima que ocurre en el mes y días típicos correspondientes. El nivel de demanda horaria será reajustado de forma que la suma de energías diarias de todos los días típicos de un mes, sea igual a la proyección de demanda de energía mensual considerada en la simulación de la operación de mediano plazo.

6.8.2.2 Aporte Diario de Producción de Energía.

De la simulación de la operación de mediano plazo se obtiene la producción óptima de energía mensual con que las plantas hidroeléctricas y las unidades termoeléctricas aportan para el abastecimiento de la demanda de energía en el mercado, con esta información el siguiente paso consiste en calcular el aporte mínimo de energía diaria $C(k)$, con el cual, cada unidad generadora participará para el llenado de la curva de carga diaria del sistema. Este aporte se determinará para cada día típico considerado para el cálculo del despacho horario.

Para calcular el aporte de energía diaria se estimará, los coeficientes de repartición de la energía mensual, para cada día tipo considerado en el despacho. Este cálculo debe ser reajustado de modo que se cumpla la condición:

$$\text{GENERACION DIARIA} = \text{DEMANDA DIARIA}$$

Con este reajuste se asegura también la condición de que:

GENERACION MENSUAL = DEMANDA MENSUAL

6.8.2.3 Prioridad de Despacho de las Unidades.

El despacho económico horario se ejecutará en orden de mérito establecido según el costo variable de producción declarado por el generador, comenzando por la planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica que tenga el menor costo variable de generación, seguida por la siguiente planta o unidad de menor costo variable y así sucesivamente.

El costo variable a nivel de Barra de Mercado se obtiene a partir de los costos variables a nivel de barra de generación dividido por los correspondientes factores de nodo estabilizados.

6.8.2.4 Periodos Horarios.

EL Reglamento de Tarifas, Artículo 8 identifica los siguientes períodos horarios

- De punta: Desde las 17:00 hasta las 22:00 de lunes a domingo;
- De demanda media: Desde las 07:00 hasta las 17:00 de lunes a viernes; y
- De base: Las restantes horas de la semana.

Los días festivos nacionales se consideraran horas de punta y base similares a las del día domingo.

6.8.2.5 Despacho Horario.

a) Aproximación del despacho horario.

Como una primera aproximación, se realiza el llenando de la matriz de despacho (ver anexo No. 1), distribuyendo en los bloques horarios la generación de aquellas plantas que resultaron elegidas en la simulación del sistema. Para este efecto, se toma como referencia el aporte de energía diaria que cada planta debe realizar para cubrir la demanda energética del sistema a nivel mensual, variable $C(k)$.

Para la distribución de generación en los bloques horarios se consideran los siguientes criterios:

- Se asigna a la central Paute la función de barra de generación oscilante, por lo tanto, Paute entregará la energía faltante que se requiere para cubrir la demanda en cada bloque horario. La generación de Paute se calcula con la ecuación:
$$\text{Generación Paute} = (\text{Demanda horaria} - (\text{Generación Hidro sin Paute} + \text{Generación Termo}))$$
- Se despacha la generación forzada y obligatoria.
- Las plantas hidroeléctricas de pasada operan en la base.
- Las plantas hidroeléctricas con embalse de regulación diaria, semanal o estacional operan con:
Potencia mínima, horas de demanda de base.

Potencia variable P , $P_{\text{mín}} \geq P \leq \text{Potencia Máx}$, horas de demanda media.

Potencia máxima, horas de demanda de punta.

- La unidad de vapor Esmeraldas opera en la base con carga constante.
- Aníbal Santos opera en la base con carga constante.
- Las unidades de vapor Gonzalo Zevallos y Trinitaria operan en la base con carga variable P .
 $P_{\text{mín}} \leq P \leq P_{\text{max}}$.
- Turbinas de gas operan con:
Potencia máxima, horas de punta.
Potencia variable P , $0 \geq P \geq P_{\text{max}}$, horas de demanda media y mínima.
- Motores diesel- búnker operan con:
Potencia variable P , $0 \geq P \geq P_{\text{máx}}$. La potencia máxima se colocará prioritariamente en el orden de: horas de demanda máxima, demanda media, mínima.
- Motores diesel- diesel operan con:
Potencia variable P , $0 \geq P \geq P_{\text{máx}}$, prioritariamente en horas de demanda máxima y media.

b) Verificaciones y ajustes del despacho horario.

Sobre la matriz de despacho horario aproximado, calculada en el punto anterior, se controlará las siguientes condiciones:

- Que se cumpla el balance energético Oferta = Demanda. La suma de las generaciones diarias de las unidades despachadas debe ser igual a la demanda diaria de energía (área de la curva de carga diaria).
- Que la energía diaria despachada por cada unidad sea igual a la cuota de energía diaria asignada a través de la simulación de mediano plazo.
- $P_{\text{mín}} \text{ de Paute} \leq \text{Potencia de Paute} \leq P_{\text{máx}} \text{ de Paute}$.
- Tiempo mínimo de operación de las unidades.
- Tiempo máximo de operación forzada u obligatoria de las unidades.
- Potencia mínima normal de operación.

Para satisfacer estas condiciones se realizarán sucesivamente los ajustes o modificaciones pertinentes al despacho horario hasta alcanzar una versión ajustada desde el punto de vista energético.

Finalmente se verificará, en forma expedita, que el despacho horario satisfaga condiciones mínimas desde el punto de vista eléctrico.

Satisfechos los requerimientos energéticos y operativos se tiene a disposición el Despacho Económico Horario a base del cual se calculará la PR para cubrir la Demanda.

6.8.3 Aplicación de la Definición de Potencia Remunerable.

6.8.3.1 Calendario para Actualización de la Información.

El Reglamento para el Funcionamiento del MEM, establece que el CENACE determinará las potencias remunerables hasta el 30 de septiembre de cada año.

Para cumplir con esta disposición, el CENACE actualizará la información del sistema para fines del cálculo de la PR y solicitará a los generadores y demás agentes del MEM el procesamiento de la información correspondiente que deben suministrarle, la cual deberá ser entregada a más tardar hasta el 31 de agosto de cada año.

En el evento de que los agentes del MEM no suministren la información solicitada, el CENACE, valiéndose de información estadística y medios a su alcance, podrá asumir la información requerida para el cálculo y proceder a informar los resultados de la PR hasta el 30 de septiembre, con carácter irrevocable. Los mismos que se mantendrán vigentes para cada uno de los trimestres de los siguientes 12 meses.

6.8.3.2 Cálculo de la PR.

Sobre las versiones definitivas de los despachos horarios programados para cada mes y tipo de día, se aplica lo establecido tanto en el artículo 16 del Reglamento del MEM como en la Regulación CONELEC No. 001/00 Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, aprobada mediante Resolución 0023/00 de 20 de enero de 2000.

Aplicando la definición dada en las matrices de despacho horario obtenemos valores representativos de PR de cada mes y días tipo considerado. Con estos resultados y a base de el número de horas que comprenden los bloques horarios, el número de días tipo que tiene cada mes, se calcula una PR ponderada de cada mes y finalmente la PR que será remunerable conforme al Reglamento y Regulación antes referidas.

Los resultados obtenidos de la PR serán comunicados por el CENACE a los respectivos generadores.

6.9 DETERMINACION DE LA RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA.

Conforme lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del MEM, artículo 17, el CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, y de ser necesaria, ésta será licitada.

Para el proceso de licitación, el CENACE establecerá el mecanismo para llevar adelante este proceso.

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al precio unitario de potencia con el cual se remunera la Potencia Remunerable puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia.

6.10 DETERMINACION DE LA RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA.

El objetivo es determinar los porcentajes óptimos de reserva para regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia, que optimicen los costos de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada asociada por no contar con la reserva rodante suficiente.

El detalle del cálculo del porcentaje óptimo de reserva, para regulación primaria y secundaria de frecuencia, se indica en los Procedimientos de Despacho y Operación.

El precio con el cual se remunerará a los generadores por concepto de regulación secundaria de frecuencia, corresponde al precio unitario de potencia.

En el caso en que un generador no cumpla con el porcentaje establecido para la regulación primaria de frecuencia, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia.

6.11 COSTO DE ARRANQUE – PARADA DE UNIDADES TURBO – VAPOR.

Para cumplir con esta disposición, se deberá observar lo establecido en la Regulación para la Declaración de Costos de Arranque – Parada de Unidades Turbo - Vapor, aprobada por el CONELEC.

6.12 COMPENSACIONES POR RESTRICCIONES OPERATIVAS.

Para la determinación de generación obligatoria, forzada, inflexible y no solicitada, y las correspondientes liquidaciones, se observará lo dispuesto en la Regulación sobre las Restricciones e Inflexibilidades Operativas, aprobada por el CONELEC.

6.12.1 Generación Forzada por restricciones Operativas

El CENACE determinará en las programaciones anual y semanal, así como en el despacho diario, la generación que es necesaria ser operada, que a pesar de no ser económica, es requerida para superar las limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los Agentes del MEM. Esta generación no influirá en la determinación del precio de mercado..

6.12.2 Discriminación de los sobrecostos por Restricciones Operativas.

En el caso de presentarse varias restricciones de manera simultánea, y que fueran provocadas por diferentes Agentes del MEM y/o el Transmisor, el CENACE deberá discriminar, mediante el uso de la metodología correspondiente, los sobrecostos inherentes a cada una de las restricciones y su respectivo responsable, así como que máquinas participaron en la atención de cada una de las restricciones.

6.12.3 Asignación de los sobrecostos a los Agentes.

Los sobrecostos derivados de las restricciones operativas serán asignados a cada uno de los Agentes del MEM y/o el Transmisor que los provoquen, los mismos que servirán para compensar a los generadores que entraron sobre el despacho económico. Para realizar la asignación se utilizará la siguiente metodología:

- Aquellas restricciones que hayan sido calificadas por parte del CENACE como restricciones globales, valoradas a nivel horario, los sobrecostos se asignarán a los Distribuidores y Grandes Consumidores en proporción a su energía retirada del MEM en dicha hora.
- Aquellas restricciones que hayan sido calificadas por parte del CENACE como restricciones regionales, que se relacionen con falta de capacidad de transformación y/o transporte de las instalaciones de la Empresa Nacional de Transmisión, así como por niveles inadecuados de voltaje en las barras de entrega a los Distribuidores y/o Grandes Consumidores, los sobrecostos producidos por la generación forzada serán asignados en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión.
- Si por restricciones presentes en las redes de subtransmisión de algún Distribuidor o por incrementar la estabilidad de su sistema regional, se requiere la presencia de generación forzada, todo el sobrecosto asociado será asignado a la correspondiente Empresa Distribuidora y/o Grandes Consumidores, que hayan solicitado al CENACE que se les provea de dicha generación forzada.

6.12.4 Asignación de los Sobrecostos por Restricciones por Mantenimiento.

- Cuando por mantenimientos programados, la indisponibilidad de uno o varios elementos del Sistema Nacional de Transmisión ocasione generación forzada, serán las Empresas Distribuidoras y los Grandes Consumidores, quienes paguen este sobrecosto en forma proporcional a la energía retirada del MEM durante el lapso de tiempo del mantenimiento, pago que inicialmente se realizará por el período de tiempo establecido en la consignación del mantenimiento aprobado por el CENACE, hasta cuando el CONELEC realice la normalización de los tiempos máximos de mantenimiento anual para cada uno de los elementos del Sistema Nacional de Transmisión. Si el mantenimiento se realiza en un tiempo mayor a los establecidos, el sobrecosto adicional de la generación forzada por este sobretiempo, será asignada a la Empresa Nacional de Transmisión, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Los mantenimientos correctivos de uno o varios elementos del Sistema Nacional de Transmisión que ocasionen generación forzada, el costo de tal generación se asignará en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión causante de la restricción, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constitutivos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Si por necesidad de mantener perfiles adecuados de voltaje en el Sistema Nacional de Transmisión se requiere modificar la ubicación de los tap's de los transformadores del sistema y, si éste demanda la presencia de generación forzada, el sobrecosto correspondiente será asignado a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en forma proporcional a su energía retirada del MEM, durante el periodo de tiempo que demande el proceso de cambio de los tap's.
- Los mantenimientos preventivos o correctivos de uno o varios elementos de los sistemas eléctricos de los Distribuidores que ocasionen generación

forzada, el sobrecosto de tal generación será asignada al Agente Distribuidor que lo provoque.

- Los sobrecostos de cualquier generación forzada que no esté contemplada en los casos anteriores, será asignada al Agente del MEM ó el Transmisor, que provoque la restricción operativa correspondiente, previo estudio del CENACE.

6.12.5 Máquinas Inflexibles y Restricciones Operativas Simultáneas.

Si en una región determinada, se presentaren en forma simultánea una o varias restricciones operativas conjuntamente con la presencia de una o varias unidades de generación inflexibles, el o los Agentes del MEM que provocan las restricciones, deberán reconocer a los generadores inflexibles, a costo operativo, únicamente aquella energía que hayan tenido que generar sobre su potencia mínima inflexible para superar las restricciones

6.12.6 Competencia del CENACE.

Es competencia del CENACE, determinar las generaciones de seguridad, calificar la clase de la restricción y las regiones afectadas por las mismas.

6.12.7 Remoción de Restricciones.

El Agente del MEM o Transmisor, que ocasione una restricción operativa será el responsable de removerla, cumpliendo con las normas establecidas para nuevas instalaciones.

6.13 POTENCIA Y ENERGIA REACTIVAS.

Para cumplir con esta disposición, se deberá observar lo establecido en la Regulación sobre las Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, aprobada por el CONELEC.

6.14 INCUMPLIMIENTO DEL ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA.

Con la finalidad de preservar la mayor parte de la demanda y generación del SNI, cuando ocurran eventos que produzcan grandes desbalances entre la carga y la generación que afecte a la frecuencia, debe implementarse un esquema de seccionamiento o de alivio de carga (EAC).

Los Agentes del MEM son responsables de efectuar equitativamente los cortes de carga en las situaciones requeridas, cortes que serán programados por el CENACE, adaptando sus demandas a la oferta disponible y evitando así el colapso que ocurriría de no realizar tal adaptación.

6.14.1 Compromisos y Responsabilidades de los Agentes.

Los Distribuidores, pueden participar incluyendo dentro de su esquema de cortes a los Grandes Consumidores que se encuentren dentro de su área de concesión y que lo hubiesen solicitado formalmente.

Quien asume el compromiso por el Corte es responsable de cumplir con las condiciones acordadas a todos los efectos previstos en estos Procedimientos.

6.14.2 Nodo Equivalente de Corte.

El CENACE definirá los Nodos Equivalentes de Corte (NEC) *sobre la* base de los siguientes criterios:

- Los Nodos Equivalentes de Corte se definen sobre la red de 230 kV. Se considerarán pertenecientes a un NEC todos los Distribuidores y Grandes Consumidores vinculados directa o indirectamente a las barras de 230 kV.
- Las barras de 230 kV que pertenecen a un mismo NEC deben vincular a Distribuidores y Grandes Consumidores con el mismo EAC por baja frecuencia.
- Los NEC podrán ser redefinidos cuando se afecte la seguridad del sistema o se produzcan variaciones de frecuencia entre barras de 230 kV del mismo, que afecten la equidad del sistema de cortes.

Estacionalmente, junto con la elaboración de la Programación Estacional, el CENACE evaluará el desempeño de las áreas definidas como Nodos Equivalentes de Corte. De observarse que, con la finalidad de mantener y/o mejorar la seguridad y calidad del Sistema, resulta necesario reconfigurar algunos de los mismos, publicará los nuevos Nodos Equivalentes de Corte junto con la Programación Estacional.

6.14.3 Distribuidores.

El Distribuidor es responsable de disponer el EAC en su área de concesión, excepto en los sistemas de los Grandes Consumidores que tengan un EAC propio.

6.14.4 Grandes Consumidores.

Si un Gran Consumidor instala su propio EAC, el Distribuidor debe obligatoriamente desafectarlo de su esquema de cortes. En cambio, al no instalar su propio EAC deberá solicitar al Distribuidor incluirlo en su EAC, en este caso, la demanda del Gran Consumidor pasa a formar parte de la demanda del Distribuidor, quien se hace responsable de cubrir los cortes correspondientes como si fuera su propia demanda, para lo cual deberán firmar un Convenio en los términos indicados anteriormente.

Si el Distribuidor no acepta incluir en su esquema al Gran Consumidor, este deberá acordar con otro u otros Grandes Consumidores, del mismo NEC, el cubrimiento conjunto del esquema total. En este caso, la demanda de los Grandes Consumidores acordantes se considerará como una demanda única. Para ello deberá formalizar un Convenio en el que se indiquen las condiciones y la transacción económica correspondiente. A efectos de su inclusión en la programación estacional, el CENACE deberá ser informado del traslado de responsabilidades y del costo de la transacción.

6.14.5 Intervalos de Duración – Restricciones Forzadas y Programadas.

La duración de los cortes asociados a la falla que provocó la actuación del EAC, a los efectos de calcular las compensaciones correspondientes, deberá restringirse a la asociada al momento en que las restricciones forzadas pasan a ser programadas.

6.14.5.1 Duración del Corte.

El Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada (TRd) se divide en dos:

- TS debido al Sistema, desde el momento en que se produce la falla hasta el momento en que el CENACE comunica la instrucción operativa de reposición, parcial o total de cortes, y
- TD que debe ordenar la reposición efectiva a los agentes demandantes, constituyendo este el tiempo que media entre cuando el CENACE ordena la reposición de cortes hasta cuando los mismos son repuestos. Estos tiempos serán calculados para cada Nodo Equivalente de Corte (NEC).

Consecuentemente, el CENACE informará a los responsables del corte que el sistema está en condiciones de recuperar un determinado porcentaje de la demanda previamente interrumpida, sin embargo para la reposición los Agentes deberán esperar la instrucción operativa de reconexión proveniente del CENACE.

La duración de los cortes asociados a la falla que provocó la actuación del EAC, a los efectos de calcular las compensaciones correspondientes, concluirá a la hora en que la orden de reconexión, parcial o total de la demanda, impartida por el CENACE formalmente a todos los Agentes, se haya hecho efectiva.

6.14.6 Relés de Frecuencia de los Agentes.

Los Agentes deberán instalar equipos adecuados a las exigencias de prestaciones del EAC previsto en el MEM.

El CENACE tendrá la potestad de verificar físicamente la existencia de los respectivos relés y el correcto funcionamiento de los mismos, a pedido de otros agentes del MEM, o por considerar necesaria una auditoría ante incumplimiento de los compromisos asumidos por parte de un Agente

6.14.7 Medición de Frecuencia.

A los efectos de verificar el cumplimiento de los compromisos del EAC de los Agentes, el CENACE registrará en cada uno de los Nodos Equivalentes de Corte la evolución de la frecuencia y su derivada, registrando las variaciones

de estas magnitudes que provoquen la actuación de los relés de corte. Los valores así obtenidos se utilizarán para calcular las transacciones de corte.

6.14.7.1 Característica y Ubicación de los Equipos.

Los equipos para medición de la frecuencia deberán permitir registrar la frecuencia, almacenando, ante cualquier evento que dé origen a una actuación de los sistemas de alivio de carga, los valores de frecuencia y derivada de frecuencia medidos y registrados. Así mismo, deberán cumplir con la precisión requerida para la medición de la frecuencia y derivada de la frecuencia y tener una capacidad de almacenamiento acorde a las necesidades.

Los equipos para medición de la frecuencia se instalarán en las subestaciones de 230 kV pertenecientes a cada Nodo Equivalente de Corte.

En el caso de quedar más de un equipo de medición de frecuencia dentro de un área, se considerará como principal, en base al cual se realizará el análisis pertinente, el que esté ubicado más cerca del centro de carga del área afectada.

6.14.7.2 Responsabilidades en la medición de la potencia cortada.

Cada vez que actúe el EAC, los Agentes que tengan instalado su propio esquema, deberán remitir al CENACE la información correspondiente a cada perturbación que haya provocado su actuación, en el formato de la Planilla que el CENACE proveerá al efecto y por el / los medio / s informático / s que el CENACE el proponga oportunamente, y el Agente defina como escogido. La información requerida será la siguiente:

- Los Agentes con EAC propio, informarán la demanda propia registrada antes de producirse la perturbación, la hora, magnitud y duración del corte.
- Para agentes sin EAC propio, se considera el convenio ante el CENACE y para efectos de verificación se tomarán los datos registrados en el Sistema de Medición Comercial correspondiente a la hora de actuación del EAC.
- Los Distribuidores, adicionalmente a los datos solicitados por el CENACE, deberán proporcionar la información correspondiente a cada uno de los Grandes Consumidores incluidos en su EAC para lo cual el CENACE diseñará el formato correspondiente.

En el caso de que los Agentes no remitan la información dentro de 48 horas laborables posteriores al evento, el CENACE empleará la mejor información disponible con la que se cuente y en caso de no disponer ninguna información se entenderá que no actuó EAC propio de la

Empresa, y el CENACE procederá de acuerdo al Procedimiento que será definido por el CENACE

6.14.7.3 Información a los responsables de los cortes.

En un informe semanal, se indicarán los resultados de calcular la potencia cortada para cada evento del EAC por actuación de relés de baja frecuencia.

Se indicarán para cada evento ocurrido en la semana:

- Los parámetros que definen el evento.
- La información suministrada por los Agentes, que se especifica en el numeral anterior.

6.14.7.4 Observaciones de los Agentes.

Los Agentes podrán presentar observaciones a la información resultante por actuación de los EAC, en un plazo de 48 horas laborables.

6.14.8 Transacciones de Corte.

6.14.8.1 Cálculo de desvíos entre los cortes realizados y comprometidos.

El CENACE definirá y aplicará el Procedimiento para el cálculo de desvíos entre los cortes realizados y comprometidos y si del análisis se verifica que la demanda cortada resulta menor que la potencia que corresponde cortar al conjunto de los Distribuidores y Grandes Consumidores, se procederá a informar al CONELEC el incumplimiento del compromiso asumido.

6.14.8.2 Liquidación y Facturación de las Transacciones de Corte.

La liquidación y facturación de las transacciones de corte serán definidas por el CENACE y formarán parte de las Transacciones comerciales del MEM.

6.14.9 Evaluación de la Equidad y Funcionalidad del EAC.

Anualmente, CENACE evaluará la distribución técnica y funcionalidad del EAC, para determinar la necesidad de implementar las modificaciones pertinentes.

6.14.10 Supervisión.

Los Distribuidores y Grandes Consumidores informarán al CENACE, sobre los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, el paso del EAC al cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: de frecuencia absoluta o de derivada de la

frecuencia, electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; temporización del relé y tiempo de apertura del interruptor).

Después de un evento de baja frecuencia, el CENACE evaluará la información de las cargas desconectadas, utilizando los registros de telemedida, registros de frecuencia o programas computacionales, podrá determinar que área o empresa no cumple con los porcentajes establecidos en el EAC, los mismos que serán analizados con los que cada agente distribuidor o gran consumidor declare luego de que se produjo el evento de baja frecuencia. Los agentes del MEM que incumplan los porcentajes de corte establecido deberá justificarlo en el término de 72 horas y en caso de no encontrar ninguna razón técnica, se informará de esta anomalía al CONELEC para que adopte las medidas correspondientes.

En caso de que un Distribuidor o Gran Consumidor no entregue la información, o ésta sea incompleta o incorrecta, el CENACE estimará la información a base de:

- a) Las demandas declaradas para la Programación Estacional.
- b) La evolución de la frecuencia durante la perturbación.
- c) La evolución de la demanda durante la perturbación, extraída del Sistema de Operación en Tiempo Real.
- d) Los cortes por relés de baja frecuencia informados por los operadores de los Distribuidores y Grandes Consumidores al CENACE.
- e) El Sistema de Medición Comercial.

6.14.11 Criterios para determinar el incumplimiento del EAC, penalizaciones y compensaciones.

Los Distribuidores y Grandes Consumidores tienen el compromiso de seccionar carga ante un evento de baja frecuencia de acuerdo a la reglamentación vigente.

El Agente del MEM que no cumpla con los cortes programados deberá ser penalizado por la energía no cortada, compensándose en cambio, a aquellos Agentes que cortaron en su lugar.

El valor del costo de la *Energía No Servida* fijado por el CONELEC será utilizado por el CENACE para el cálculo de la compensación por la energía cortada

6.14.12 Informe de los Incumplimientos del EAC.

Mensualmente, CENACE informará al CONELEC sobre los Agentes que no cumplen con la obligación de instalar el EAC, así como el caso de aquellos que, teniendo EAC propio, no cumplieron con el esquema establecido por el CENACE.

En todos los casos el Agente que no cumpla con los cortes programados deberá abonar el costo de la energía cortada, el que será asignado a aquellos agentes que cortaron en su lugar.

7. LIQUIDACIONES DE ENERGIA Y POTENCIA.

El CENACE, de acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, debe efectuar la liquidación de las transacciones en el MEM.

7.1 LIQUIDACION DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGIA.

El sistema de evaluación de las transacciones de energía en el MEM contempla la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e importadores y la remuneración a la Empresa de Transmisión. Además, todos los agentes están sujetos al pago de penalizaciones y cargos por servicios prestados por el MEM.

El CENACE determina y discrimina los montos de energía que han sido transados en el Mercado de Contratos a Plazo y en el Mercado Ocasional. El CENACE evalúa y liquida las transacciones de energía realizadas en el Mercado Ocasional y aquellas transacciones que, habiéndose pactado en el Mercado de Contratos a Plazo, se cumplan en el Mercado Ocasional.

a) Factor de Nodo

Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.

Los Factores de Nodo son calculados por el CENACE sobre la base de la metodología aprobada por el CONELEC, empleando flujos de potencia AC.

Para cada hora y para cada nodo o barra del sistema, el CENACE determina los Factores de Nodo resultantes del despacho real.

b) Precio de la Energía

La energía se valora con el costo económico marginal horario.

El costo de la energía es variable en cada nodo o barra en el S.N.I. dependiendo de su ubicación respecto a la Barra de Mercado.

El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red, se calcula como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora:

$$PEb_h = FNb_h \times PEM_h$$

donde:

Peb_h = Precio de la energía en una barra o nodo b del sistema a una hora h

FNb_h = Factor de Nodo en una barra o nodo b del sistema a una hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h

c) Información Postoperativa

Sobre la base del despacho real efectuado, el CENACE establece para cada hora:

- a) El Precio de la Energía en la Barra de Mercado
- b) La máquina térmica o central hidráulica que margina
- c) Los Factores de Nodo horarios productos del despacho real con los respectivos niveles de pérdidas
- d) El Reporte de Eventos de Operación con información relativa a restricciones, indisponibilidades, fallas o cualquier evento que influya en la evaluación económica de las transacciones
- e) La energía bruta y neta de generación.
- f) El consumo de auxiliares de las unidades de generación
- g) El consumo de energía en las subestaciones del sistema de transmisión

En caso de que alguna información del Sistema de Medición Comercial no esté disponible o el Agente no la remita hasta las 09h00 del día siguiente al de liquidación, el CENACE utilizará la mejor información disponible.

7.1.1 Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores.

Los Distribuidores pagan por la energía recibida del Mercado Ocasional al precio marginal horario sancionado.

El CENACE registra los contratos de compra de energía a plazo de los Distribuidores, por lo tanto, dispone de los valores de energía de la curva de carga horaria de contratos para cada Agente del MEM.

La cantidad de energía horaria recibida por cada Distribuidor en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado de los registros del Sistema de Medición Comercial.

Las cantidades de energía recibidas por un Distribuidor o Gran Consumidor hora a hora del Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía recibida en su nodo y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada:

$$ERMODj_h = | ERDj_{,h} - EcDj_{,h} |$$

donde:

- ERMOD_{j,h} = Energía recibida del Mercado Ocasional por el Distribuidor j a la hora h (kWh) en su nodo de consumo
- ERD_{j,h} = Energía recibida por el Distribuidor j a la hora h (kWh) y medida en su nodo de consumo
- EcD_{j,h} = Energía total efectiva de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j en su nodo de consumo

Cada hora el CENACE evalúa el pago por compra de energía de los Distribuidores en el Mercado Ocasional al precio marginal horario, de la siguiente manera:

$$\text{PERMOD}_{j,h} = \text{FND}_{j,h} \times \text{PEM}_h \times \text{ERMOD}_{j,h}$$

donde:

- PERMOD_{j,h} = Pago del Distribuidor j por compra de energía en el Mercado Ocasional a la hora h
- FND_{j,h} = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h
- PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$/kWh)
- ERMOD_{j,h} = Cantidad de energía recibida por el Distribuidor j del Mercado Ocasional a la a la hora h (kWh) en su nodo de consumo

7.1.1.1 Excedentes de Energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.

Si un. Cuando un Distribuidor o Gran Consumidor que haya contratado energía en el Mercado de Contratos a Plazo consume una cantidad de energía inferior al monto de sus contratos el CENACE realizar;a la liquidación de este excedente en el Mercado Ocasional.

El CENACE, haciendo uso de la información del Mercado de Contratos proporcionada por los Agentes, las cantidades de energía negociadas proporcionadas por el Sistema de Medición Comercial y la información Postoperativa, determinará las cantidades de energía que han sido comercializadas por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.

$$\text{EVDMOD}_{j,h} = | \text{ERD}_{j,h} - \text{EcD}_{j,h} |$$

donde:

- EVDMOD_{j,h} = Cantidad de energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h siempre y cuando la cantidad de energía recibida sea menor a la cantidad de energía contratada.
- ERD_{j,h} = Cantidad de energía entregada a un Distribuidor j a la hora h
- EcD_{j,h} = Energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j

Los excedentes de energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores, administrados en el Mercado Ocasional, se valoran empleando Precio Nodal de la energía.

Para una hora dada:

$$REVDMOD_{j,h} = FND_{j,h} \times PEM_h \times EVDMOD_{j,h}$$

donde:

- REVDMOD_{j,h} = Remuneración por la energía transada por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h
- FND_{j,h} = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h
- EVDMOD_{j,h} = Cantidad de energía transada por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h (kWh)
- PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

7.1.1.2 Factores de Nodo Ponderados de Distribuidores.

Si un Distribuidor presenta más de un nodo de recepción, el CENACE, con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo y de considerarlo necesario, calculará un Factor de Nodo Ponderado que representará al Distribuidor y con el cual se efectuarán los cálculos que involucren al Factor de Nodo del mismo.

Para una hora dada:

$$FNPD_{j,h} = \frac{\sum_{p=1}^k (FND_{j,p,h} \times ERD_{j,p,h})}{\sum_{p=1}^k ERD_{j,p,h}}$$

donde,

- FNPD_{j,p,h} = Factor de Nodo ponderado del Distribuidor j a la hora h
- FND_{j,p,h} = Factores de Nodo en la hora h de los p puntos de recepción de energía del Distribuidor j
- k = Número de puntos de recepción del Distribuidor j
- ERD_{j,p,h} = Energía Recibida por el Distribuidor j a la hora h por los puntos de recepción p (kWh)

De similar forma, y de considerarlo necesario el CENACE, calculará un Factor de Nodo Ponderado de Generación cuando un Generador presenta más de un nodo de entrega de energía y con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo

7.1.1.3 Pago por Restricciones Operativas.

Si el Distribuidor es el responsable por alguna Restricción Operativa, en los términos contemplados en la Regulación vigente sobre esta materia, que implique la entrada en funcionamiento de una unidad de generación no prevista en el despacho económico éste debe cubrir los sobrecostos producidos y que están evaluados más adelante. En caso de existir varios responsables de la restricción el CENACE determinará la asignación de los sobrecostos respectivos.

7.1.2 Liquidación de las Transacciones de Energía de Generadores.

Los Generadores reciben una remuneración por la venta de energía neta al sistema en el Mercado Ocasional descontando el consumo de auxiliares. Se considera que los Generadores entregan su energía en el nodo de intercambio asignado.

El CENACE conoce y registra los contratos de compra-venta de energía de los Generadores y, por tanto, la curva de carga horaria de contratos da considerarse para la evaluación de las transacciones.

La cantidad de energía horaria entregada por cada Generador en su nodo de intercambio con el MEM se determina mediante del Sistema de Medición Comercial.

La energía entregada por un Generador hora a hora al Mercado Ocasional se determina considerando la energía entregada por el Generador en su nodo (energía neta) y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada:

$$\mathbf{ENEMOGi}_{,h} = \mathbf{ENEGi}_{,h} - \mathbf{EcGi}_{,h}$$

donde:

$\mathbf{ENEMOGi}_{,h}$ = Energía neta entregada en el Mercado Ocasional por el Generador i a la hora h en su nodo

$\mathbf{ENEGi}_{,h}$ = Energía neta entregada por el Generador i a la hora h en su nodo

$\mathbf{EcGi}_{,h}$ = Energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador i

Cada hora el CENACE evalúa la remuneración de energía a los generadores, al costo marginal horario, por conceptos de energía neta entregada al sistema en su nodo de intercambio de la siguiente manera:

$$\mathbf{RENEMOGi}_{,h} = \mathbf{FNGi}_{,h} \times \mathbf{PEM}_{,h} \times \mathbf{ENEMOGi}_{,h}$$

donde:

- RENEMOG_{i,h} = Remuneración al Generador i por venta de energía neta a la hora h
- FNG_{i,h} = Factor de Nodo del Generador i a la hora h
- PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)
- ENEMOG_{i,h} = Cantidad de energía neta entregada por el Generador i en el Mercado Ocasional a la a la hora h (kWh)

7.1.2.1 Remuneración de Energía a Generadores a Precio distinto al del Mercado.

El CENACE, al efectuar el Despacho Económico Programado diario, establece las unidades que entrarán en operación al día siguiente, junto con los montos aproximados de energía a ser despachados hora a hora en función del despacho económico.

Para remunerar a un Generador que ha sido despachado debido a una Restricción Operativa ó Generación Obligada se emplea el costo variable en lugar del precio de mercado. A este generador se le remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al costo marginal.

$$\text{RENEMOG}_{k,h} = \text{CVG}_{k,h} \times \text{EBMOG}_{i,h}$$

donde:

- EBMOG_{i,h} = Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada
- RENEMOG_{k,h} = Remuneración al Generador al precio distinto al de Mercado
- CVG_{k,h} = Costo variable declarado por el Generador forzado u obligatorio k

Los sobrecostos producidos por está práctica, de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$\text{SCOG}_{k,h} = \text{CVG}_{k,h} \times \text{EBMOG}_{i,h} - \text{ENEG}_{k,h} \times \text{FNG}_{k,h} \times \text{PEM}_h$$

donde:

- SCOG_{k,h} = Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido al ser despachado o permanecer funcionando el Generador forzado u obligado k a la hora h
- ENEG_{k,h} = Energía neta entregada por el Generador forzado u obligado k a la hora h
- FNG_{k,h} = Factor de Nodo del Generador antieconómico k a la hora h
- CVG_{k,h} = Costo variable declarado por el Generador forzado u obligado k
- PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h

Estos sobrecostos serán cubiertos según lo establece la regulación vigente sobre Restricciones e Inflexibilidades Operativas.

7.1.2.2 Valoración de las transacciones de energía de los Generadores.

El por concepto de transacciones de energía debe reconocer los valores por:

a) **Energía adquirida en el Mercado Ocasional para Cumplir Contratos**

El CENACE determinará la cantidad de energía que un Generador ha adquirido en el Mercado Ocasional en función a la información de contratos registrada en el CENACE y la información Postoperativa.

La Operación real se hace prescindiendo de los contratos y por esta razón un Generador con contrato puede no ser despachado o ser despachado parcialmente de manera que no suministra toda la energía contratada. Las cantidades de energía necesarias para que este Generador cumpla con sus contratos deberán ser adquiridas por el Generador en el Mercado Ocasional.

Puesto que los Generadores deben adquirir la energía faltante para cumplir sus contratos en el Mercado Ocasional ésta debe efectuarse en la Barra de Mercado.

Para una hora dada esta cantidad se determina como:

$$ECMOGi_{,h} = EcGi_{,h} - EeGi_{,h}$$

donde:

$ECMOGi_{,h}$ = Cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

$EcGi_{,h}$ = Energía total comprometida en contratos a entregar en la hora h por el Generador i (kWh)

$EeGi_{,h}$ = Energía neta entregada por el generador a la hora h por el Generador i (kWh).

Los Generadores pagan por la energía comprada en el mercado ocasional para cumplir contratos al costo marginal horario, al precio de la energía en la Barra de Mercado.

Para una determinada hora, si el Generador ha comprado energía en el Mercado Ocasional para cumplir con sus contratos se tiene:

$$PECMOGi_{,h} = FNGi_{,h} \times PEM_h \times ECMOGi_{,h}$$

donde:

PECMOGi_{,h} = Pago por la cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh)

FNGi_{,h} = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

ECMOGi_{,h} = Cantidad de energía adquirida en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

b) Pago de los Generadores por Consumo de Auxiliares

Los Generadores que no hayan sido despachados pero que mantengan un consumo de energía del sistema para alimentar sus sistemas secundarios (auxiliares) pagan por este consumo de energía al costo marginal horario en su nodo.

Para una hora dada:

$$PECAGi_{,h} = FNGi_{,h} \times PEM_h \times ECAGi_{,h}$$

donde:

PECAGi_{,h} = Pago por la energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h

FNGi_{,h} = Factor de Nodo del Generador i a la hora h.

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / kWh)

ECAGi_{,h} = Energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h (kWh)

7.1.3 Liquidación a la Empresa de Transmisión.

La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía:

Para una hora determinada:

$$RVT_h = \left[\sum_{j=1}^m ErDj_{,h} \times Fnj_{,h} \times PEM_h \right] - \left[\sum_{i=1}^n EeGi_{,h} \times Fni_{,h} \times PEM_h \right]$$

donde :

RVT_h	=	Remuneración variable al Transmisor en una hora h
$EeGi_{,h}$	=	Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h
$ErDj_{,h}$	=	Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h
$Fni_{,h}$	=	Factor de Nodo del Generador i a la hora h
$Fni_{,h}$	=	Factor de Nodo del Generador i a la hora h

De esta manera, la Remuneración Variable al Transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

La remuneración variable al Transmisor se obtiene de los dos mercados: Mercado Ocasional (RVTMO) y los valores imputables del Mercado de Contratos a Plazo (RVTMC).

a) Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional

El CENACE liquida las transacciones de energía en el Mercado Ocasional incluyendo las transacciones del Mercado de Contratos que se cumplan en el Mercado Ocasional. Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transporte que le corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

$$RVTMO_h = PREMO_h - IVEMO_h$$

donde:

$RVTMO_h$	=	Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h
$PREMO_h$	=	Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional
$IVEMO_h$	=	Suma de los ingresos de los Agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

b) Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos

Se evalúa la Remuneración Variable al Transporte al precio marginal horario de la energía de la siguiente manera:

$$RVTMC_h = RVT_h - RVTMO_h$$

donde:

$RVTMC_h$	=	Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos
RVT_h	=	Remuneración Variable al Transmisor en una hora h
$RVTMO_h$	=	Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

El valor de $RVTMC_h$ se obtiene del Mercado de Contratos y es cubierto por los agentes en función de los porcentajes acordados en la condiciones

contractuales. De no especificar los agentes la distribución acordada el CENACE la determinará.

7.1.3.1 Pago por Restricciones Operativas.

Si el Transmisor es el responsable por alguna Restricción Operativa que implique la entrada en funcionamiento de una unidad de generación no prevista en el despacho económico el Transmisor debe pagar los sobrecostos producidos. En caso de existir otro responsable en la restricción se dividirá el sobrecosto total producido entre el número de responsables.

7.1.3.2 Pago por energía consumida en Subestaciones.

Las subestaciones de Transelectric en las cuales retire energía del Sistema para consumo interno debe pagar el costo de esta energía al precio marginal según la metodología expuesta para la compra de energía en el Mercado Ocasional y los cargos adicionales que correspondan.

Hasta que el Transmisor disponga de un sistema de medición que permita determinar horariamente la energía consumida en todas las subestaciones, éste hará llegar al CENACE, al final del mes de evaluación, la información estimada del consumo de energía para ser evaluada con el precio medio mensual de la energía.

7.2 LIQUIDACION DE LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA.

7.2.1 Liquidación de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PR).

De acuerdo a los procedimientos para la determinación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, la cual es calculada por el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año, se establece los montos de potencia a ser considerados a cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica para la liquidación de potencia a los agentes generadores.

Estos montos de potencia son aplicables para cada mes del año analizado y por lo tanto, la potencia remunerable PR considerada para cada una de las plantas hidroeléctricas o unidades térmicas es un valor constante para todos los meses del año. Por otro lado, el precio unitario de la potencia remunerar puesta a disposición Pp\$ con el cual se debe evaluar esta potencia para obtener la remuneración por este concepto a cada generador, es un valor constante y definido por el CONELEC. De esta manera se establece la remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición $REMPR_g$ a cada uno de los Agentes generadores g para cada mes, como el producto entre, el Precio de la Potencia a Remunerar Pp\$ y el valor de potencia a remunerar total $PRTOT_g$ de cada Agente generador g, obteniéndose la siguiente forma de cálculo:

$$\text{REMPR}\$_g = \text{Pp}\$ * \text{PRTOT}_g$$

donde:

$\text{REMPR}\$_g$ = Remuneración por potencia remunerable puesta a disposición de cada agente generador g.

PRTOT_g = Potencia remunerable total del generador g.

$\text{Pp}\$$ = Precio unitario de la potencia.

La potencia total a remunerar PRTOT_g de cada agente generador g representa la suma de las potencias a remunerar de cada unidad térmica de un generador térmico y para el caso de una planta hidroeléctrica la potencia a remunerar de su central, entonces:

$$\text{PRTOT}_g = \sum_{i=1}^n \text{PR}_i$$

donde:

PR_i , es la potencia a remunerar de cada unidad termoeléctrica o de la planta hidroeléctrica i.

Para el caso en el cual la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica esté indisponible parcial o totalmente en el mes analizado, se determinará como potencia a remunerar PR_i , de cada unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i, el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD_i y la potencia media puesta a disposición $\text{PMED}_{m,i}$

$$\text{PR}_i = \min(\text{PRPD}_i, \text{PMED}_{m,i})$$

Se establece a la potencia media puesta a disposición $\text{PMED}_{m,i}$, en el mes **m**, como el promedio de las potencias medias puestas a disposición diarias.

$$\text{PMED}_{m,i} = \frac{\sum_{d=1}^n \text{PMED}_{d,i}}{n}$$

donde:

$\text{PMED}_{d,i}$ = Potencia media del generador i en el día d.

PRPD_i = Potencia Remunerable Puesta a Disposición del generador i

La Potencia Media Puesta a Disposición diaria es el resultado de los promedios de las potencias efectivas puestas a disposición durante las horas de demanda media y punta del día analizado, para el caso de plantas hidroeléctricas y unidades turbo-vapor y durante las horas de demanda base, media y punta para las restantes unidades termoeléctricas. Para cada una de estas potencias se considera un factor de disponibilidad horario, definido por el tiempo disponible en cada hora del día.

$$PMED_{d,i} = \frac{\sum_{h=h1}^{h2} PEF_{i,h} * FD_{i,h}}{H}$$

Además:

$$FD_{i,h} = \frac{tDIS_{i,h}}{tTOT_{i,h}}$$

donde:

$PEF_{i,h}$ = Potencia Efectiva puesta a disposición por el generador i en la hora h.

$FD_{i,h}$ = Factor de disponibilidad del generador i en la hora h.

$tDIS_{i,h}$ = tiempo real disponible de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en la hora h.

$tTOT_{i,h}$ = tiempo total disponible por el generador i en la hora h.

$h1$ y $h2$ = Horas de inicio y fin de la demanda media y punta, definidas de acuerdo al Reglamento de Tarifas.

H = Número de horas en la demanda media y punta para plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas turbo-vapor y horas de demanda base, media y punta para el resto de unidades termoeléctricas.

Al final de cada mes se debe obtener la remuneración total por potencia remunerable puesta a disposición de todos los generadores, como la integración de las remuneraciones mensuales de todos los generadores.

$$REMTOTPR\$ = \sum_{g=1}^n REMPR\$_g$$

donde:

$REMTOTPR\$$ = Remuneración total mensual a todos los generadores por Potencia Remunerable puesta a disposición.

Adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la Regulación vigente sobre Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) y su procedimiento de aplicación, existe una remuneración adicional a unidades generadoras que ingresan, en los casos definidos en esta regulación, en calidad de reemplazantes de generadores indisponibles. La remuneración total al final de cada mes por este concepto estará definido por:

$$REMTOTPRE\$ = \sum_{g=1}^n REMPRE\$_g$$

donde:

$REMTOTPRE\$$, = Remuneración total mensual a todos los generadores por Potencia Reemplazante.

REMPRE\$_g, = Remuneración mensual a cada generador g por Potencia Reemplazante.

7.2.2 Liquidación de Reserva Adicional de Potencia (RA).

El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia en el MEM, para ello definirá el monto de potencia para reserva, de la lista de mérito de los generadores que no fueron considerados en la programación semanal.

La remuneración de la Reserva Adicional de Potencia REMRAP\$_g de cada generador g, se lo efectuará con el precio de la potencia PRAP\$ que resulte licitado de la lista de mérito de los generadores considerados para reserva. Este valor no puede ser superior al precio unitario de la potencia a remunerar Pp\$. Además, debido a que la licitación para reserva adicional de potencia es semanal y que dentro de cada mes existen semanas que se encuentran entre dos meses consecutivos, hay que considerar, en primer lugar, que el precio licitado para pago de la reserva de potencia debe ser comparado con el precio de la potencia a remunerar prorrateado semanalmente y segundo, que la remuneración por reserva de potencia debe ser realizada en forma diaria con el precio licitado prorrateado diariamente, con esto se evita el problema de cómo considerar la remuneración de reserva en semanas que se encuentran entre dos meses consecutivos.

Entonces,

$$PRAP\$_{sem} \leq Pp\$_{sem}$$

donde,

PRAP\$_{sem}, = Precio licitado de la reserva adicional de potencia definido semanalmente.

Pp\$_{sem}, = Precio unitario de la potencia a remunerar distribuido semanalmente.

Además,

$$REMRAP\$_{g\ dia} = \min(PRAP\$_{dia}, Pp\$_{dia}) * RAPOT_g$$

donde,

REMRAP\$_{g dia}, = Remuneración diaria a cada generador g por reserva adicional de potencia.

RAPOT_g, = Monto de reserva adicional de potencia del generador g considerado para remuneración.

PRAP\$_{dia}, = Precio licitado de la reserva adicional de potencia prorrateado diariamente.

Pp\$_{dia}, = Precio de la potencia a remunerar prorrateado diariamente.

La reserva de potencia RAPOT_g de cada generador g a considerarse, es la potencia ofrecida semanalmente por las plantas o unidades de la lista de mérito y serán remunerados solo los montos de potencias de los generadores,

dentro de la lista de mérito, que no perciben remuneración por potencia remunerable puesta a disposición, esto quiere decir, de los requerimientos semanales de reserva adicional de potencia solo se considera para la remuneración mensual aquellos montos de potencia de cada semana y de cada generador al que no se le ha asignado potencia remunerable PRPD.

La remuneración mensual a cada generador g por reserva adicional de potencia quedará establecida como la integración de las remuneraciones diarias.

$$\text{REMRAP\$}_{g,m} = \sum_{i=1}^n \text{REMRAP\$}_{g,i}$$

donde:

$\text{REMRAP\$}_{g,m}$, = Remuneración por reserva adicional de potencia al generador g en el mes m .

$\text{REMRAP\$}_{g,i}$, = Remuneración por reserva adicional de potencia al generador g en el día i .

Una vez establecido el monto que percibirá cada generador por reserva de potencia en cada mes m , es necesario obtener la remuneración total $\text{REMTOTRAP\$}$ que perciben todos los generadores considerados para pago de reserva adicional de potencia, expresado matemáticamente se tiene:

$$\text{REMTOTRAP\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMRAP\$}_{m,g}$$

donde:

$\text{REMTOTRAP\$}$, = Remuneración total de todos los generadores por reserva de potencia.

7.2.3 Liquidación de la Regulación de Frecuencia.

7.2.3.1 Liquidación de la Regulación Primaria de Frecuencia.

De acuerdo a la Ley, se establece que todos los generadores deben aportar reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esto implica que si uno o varios generadores no cumplen con el compromiso asignado este será cubierto por él o los generadores que tienen exceso de potencia, la cual irá a cubrir los déficit que se presentaren, por lo tanto, la remuneración entre generadores, se la realizaría cuando uno o varios generadores no cumplen con los requerimientos de potencia por reserva para RPF.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia, es determinado estacionalmente por el CENACE e involucra a todos los generadores.

En el caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido para la regulación primaria de frecuencia, este podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de su porcentaje asignado para regulación primaria, al precio unitario de la potencia Pp\$.

Se establece entonces para cada hora "h" en cada generador g, la potencia aportada para RPF, sobre la base del porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en el generador y su relación con el compromiso que tienen los Generadores.

$$POTRPFhg = (RPFDESPhg - RPFOPThg)$$

donde :

- POTRPFhg, = Potencia aportada para RPF.
- RPFOPTh, = Potencia para reserva regulante que tienen como compromiso los Generadores en la hora "h".
- RPFDESPhg, = Potencia para reserva regulante aportada por el generador g en el despacho.

La POTRPFhg tiene por objeto reflejar para cada generador la participación de estos en la RPF, pagando cuando aporte por debajo del porcentaje de reserva regulante que tiene como compromiso (RPFOPT), y cobrando si aporta por encima.

De esta forma, cada generador aporta un monto de potencia para RPF. El precio mediante el cual se determina la remuneración entre generadores es el precio designado para el pago de la potencia Remunerable Puesta a disposición Pp\$, en tal sentido, se prevé que la remuneración o cobro entre generadores se la efectúa en forma mensual de la siguiente manera:

$$REMRPF\$ = POTRPFhg * Pp\$$$

$$COBRPF\$ = POTRPFhg * Pp\$$$

donde:

- REMRPF\$, = Remuneración mensual de cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es mayor que cero.
- COBRPF\$, = Cobro que se realiza a cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es menor que cero.

Al finalizar cada mes, se deben totalizar el monto a remunerar y a cobrar por todos los generadores que aportaron o no potencia para regulación primaria de frecuencia, sumando las remuneraciones y cobros parciales de cada generador, de la siguiente forma:

$$\text{REMTOTRPF\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMRPF\$}_g$$

$$\text{COBTOTRPF\$} = \sum_{g=1}^n \text{COBRPF\$}_g$$

donde:

REMTOTRPF\$, = Remuneración total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia.

COBTOTRPF\$, = Cobro total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia.

Se establece entonces que el balance entre remuneración y cobro a los generadores por reserva para RPF es cero.

Para la condición de que el S.N.I. se encuentre en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el CENACE debe considerar que no existen transacciones de RPF entre generadores y que el ajuste por RPF es cero para todos los generadores

7.2.3.2 Liquidación de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

La reserva requerida para Regulación secundaria de frecuencia POTRSF, así como la selección de los generadores que deben efectuar esta regulación, es determinada estacionalmente por el CENACE.

Cada mes el CENACE debe evaluar la remuneración por Regulación Secundaria de frecuencia REMRSF\$_g, que se deba efectuar a cada generador g designado. Para el efecto es necesario considerar que el precio al cual deben ser remunerados estos generadores es al precio de la potencia puesta a disposición Pp\$, de esta manera la remuneración a cada generador queda definida de la siguiente manera:

$$\text{REMRSF\$}_g = \text{POTRSF}_g * \text{Pp\$}$$

donde:

POTRSF_g, = Potencia considerada para remunerar la reserva para RSF del generador g.

El monto de potencia mensual considerado a cada generador para la remuneración de RSF, proviene del promedio efectuado a las potencias aportadas; resultado de multiplicar horariamente, el porcentaje establecido para RSF con la demanda neta del sistema, esto es, demanda más pérdidas.

$$\text{POTRSF}_g = \frac{\% \text{RSF}_g * \text{POTDEM}}{\text{HMES}}$$

donde:

%RSF_g, = Porcentaje asignado al generador g para RSF.

POTDEM, = Demanda total del sistema, demanda más pérdidas.

HMES, = Horas del mes.

Una vez establecida la remuneración a cada generador el CENACE debe determinar el monto mensual total a remunerar a los generadores seleccionados en ese mes para Regulación Secundaria de Frecuencia, entonces se establece que:

$$\text{REMTOTRSF\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMRSF\$}_g$$

donde,

REMTOTRSF\$, = Remuneración mensual total a los generadores por Regulación Secundaria de Frecuencia.

Para la condición de que el S.N.I. se encuentre en una condición de déficit con cortes programados a la demanda, el CENACE debe considerar que no existen transacciones de RSF.

7.2.3.3 Incumplimientos

El CENACE debe informar al CONELEC y al resto de los Generadores del MEM el incumplimiento por parte de alguna planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica de los compromisos de reserva regulante.

a) Regulación Primaria de Frecuencia

En el caso que el CENACE determine que una unidad generadora no cumplió con su aporte comprometido a la RPF, debe considerar para el cálculo de su pago por la potencia que no aportó a la RPF durante todo el periodo de incumplimiento.

De detectar dentro de los siguientes 6 meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de Regulación Primaria, el CENACE debe informar al CONELEC para que suspenda al generador para efecto de RPF por un período de 6 meses.

b) Regulación Secundaria de Frecuencia

De verificar el CENACE que la central despachada para la RSF no cumple con el compromiso asumido, debe considerar para el cálculo de su remuneración que no aportó a la RSF durante el correspondiente período y suspender su habilitación para participar en la RSF durante los siguientes 3 meses.

De detectarse dentro de los siguientes 6 meses un incumplimiento continuo a su compromiso de regulación, el CENACE debe informar al CONELEC para que suspenda la habilitación del generador para aportar RSF durante los siguientes 6 meses.

7.2.4 Liquidación de Arranque - Parada.

El costo por arranque y parada CAP\$ de una unidad turbo-vapor es reconocido cuando, por condiciones operativas del sistema, el CENACE requiera parar este tipo de unidades. Este valor es declarado por el generador en forma estacional y corresponde al valor de los arranques en frío, los arranques en caliente no son objeto de reconocimiento o compensación.

El CENACE al final de cada mes determina la remuneración que cada unidad TV (turbo-vapor) debe percibir por los arranques y paradas realizados en dicho mes, la que se establece como:

$$\text{REMAP\$}_{\text{tv}} = \text{CAP\$} * \text{NAP}$$

donde:

REMAP\$_{tv}, = Remuneración mensual que las unidades turbo-vapor por arranque y paradas efectuadas en dicho mes.

CAP\$ = Costo de cada arranque y parada en frío, declarado por el generador en cada estación.

NAP = Número de arranques y paradas realizados por una unidad turbo-vapor en el mes.

Para determinar la remuneración total del mes que los generadores que posean unidades turbo - vapor deban percibir por este servicio se efectúa la integración de las remuneraciones mensuales que cada unidad turbo - vapor es acreedora por dicho concepto:

$$\text{REMTOTAP\$} = \sum_{\text{tv}=1}^n \text{REMAP\$}_{\text{tv}}$$

7.3 CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA.

Con la finalidad de remunerar los servicios de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición (*PR*), Reserva Adicional de Potencia (*RAP*), Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (*RSF*) y los Costos de Arranque – Parada, se establece el denominado Cargo Equivalente de Energía.

Este cargo corresponde a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por los servicios descritos anteriormente en ese periodo, en función de la energía entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

7.3.1 Requerimientos de Información.

Para la determinación de Cargo Equivalente de Energía es necesario que estén previamente establecidos los montos de potencia, precios y remuneraciones que a continuación se detalla:

- Definición de los montos de potencia remunerable puesta a disposición mensual de cada unidad térmica y central hidroeléctrica.
- Definición del precio de la potencia a remunerar por parte del CONELEC.
- Remuneración total a los generadores por potencia remunerable puesta a disposición.
- Remuneración total a los generadores designados por el CENACE para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Remuneración total a los generadores con unidades turbo-vapor por concepto de arranques y paradas.
- Remuneración total a los generadores designados para reserva de potencia

7.3.2 Cálculo del Cargo Equivalente de Energía.

Con la información previamente establecida se determina el Cargo Equivalente de energía en forma mensual de la siguiente forma:

$$\text{COSTOTCEP\$} = \text{REMTOTPR\$} + \text{REMTOTPRE\$} + \text{REMTOTRAP\$} + \text{REMTOTRSF\$} + \text{REMTOTAP\$}$$

donde:

COSTOTCEP\$, = Costo total por concepto de: Potencia Remunerable, Potencia Reemplazante, Reserva de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y costos de Arranque y Parada de todos los agentes generadores.

Por otra parte, es necesario establecer mensualmente la energía total demandada por todos los agentes Distribuidores y Grandes Consumidores en las horas de demanda media y pico en los respectivos nodos de cada agente receptor. Por lo que el CEP queda establecido así:

$$\text{CEP} = \frac{\text{COSTOTCEP\$}}{\text{ETOTAL}_{7-22}}$$

donde:

CEP, = Cargo Equivalente de Energía.

COSTOTCEP\$, = Costo total a recaudar para pago a los generadores

ETOTAL₇₋₂₂, = Energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores.

7.3.3 Cobro a los Distribuidores y Grandes Consumidores por Potencia Remunerable puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque - Parada.

Una vez obtenido el Cargo Equivalente de Energía, cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor debe pagar por Potencia Remunerable, Potencia

Reemplazante, Reserva de Potencia, Reserva para RSF y costos de Arranque y Parada de las unidades Turbo-Vapor, para ello al final de cada mes se debe establecer el cobro a estos por medio de la relación entre la energía total entregada a cada agente distribuidor y Gran Consumidor EMESCEP_{m,d} y el Cargo Equivalente de Energía CEP.

$$\text{COSTOT}_{m,d} = \text{EMESCEP}_{m,d} * \text{CEP}$$

donde,

$\text{COSTOT}_{m,d}$ = Costo total que cada Distribuidor y Gran Consumidor d, deben aportar por concepto de Potencia a Remunerar, Reserva de Potencia, Regulación de Frecuencia, y costos de Arranques y Paradas.

$\text{EMESCEP}_{m,d}$ = Energía total recibida por el Distribuidores o Gran Consumidor en el mes m.

Al final de cada mes, el balance económico entre lo que pagan los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores y lo que cobran los generadores por los conceptos anteriormente descritos es cero.

7.4 PAGO DE LOS AGENTES AL TRANSMISOR POR LA TARIFA DE TRANSMISION.

7.4.1 Determinación de la potencia máxima no coincidente.

Para cada Agente Distribuidor o Gran Consumidor la determinación de su Demanda Máxima, en el mes de evaluación, se la efectúa de la siguiente forma:

- Se define como el intervalo de referencia para el cálculo de la Demanda Máxima al intervalo de 15 minutos.
- Se realiza la sumatoria de las demandas de potencia medias cada 15 minutos medidas en los diferentes puntos de entrega del Distribuidor o Gran Consumidor (Para el caso de los Distribuidores incluye, entregas del S.N.I. y la Generación inmersa en el Sistema del Distribuidor que aporta potencia directamente a dicho sistema).
- En el caso de que no se disponga de información para alguno de los puntos de entrega con el nivel de detalle definido como referencia, se procede a utilizar la información con grado de detalle inmediatamente superior (potencia media cada hora) sumándola a cada intervalo correspondiente de 15 minutos considerado como referencia.
- Si no se dispone de la información de potencias medias cada 15 minutos en ningún punto de entrega de un Distribuidor, se toma como referencia en intervalo de potencias medias para cada hora.
- Obtenido el total de demanda para cada intervalo, se determina el máximo valor entre todos los intervalos de demanda del mes analizado.

7.4.2 Determinación de los pagos de cada agente distribuidor y gran consumidor.

Una vez obtenida la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor, se establece el correspondiente pago como el producto de la demanda máxima de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor y el precio definido por el CONELEC para la Tarifa de Transmisión.

$$PTTd\$ = DMAXd * TT\$$$

donde:

PTTd\$, = Pago por Tarifa de Transmisión de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor d

DMAXd, = Demanda Máxima del Agente Distribuidor o Gran Consumidor d en el mes de evaluación.

TT\$, = Tarifa de Transmisión fijada por el CONELEC.

7.4.3 Remuneración a la Tarifa de Transmisión por Tarifa Fija.

La determinación de la remuneración a la Empresa de Transmisión, se la realiza como el producto entre, la integración de las demandas máximas de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores (Demanda Máxima Total no Coincidente) y la tarifa de transmisión.

$$REMTT\$ = \sum_{d=1}^n DMAX_d * TT\$$$

REMTT\$, = es la remuneración que percibe la Empresa de Transmisión por tarifa fija

La metodología debe aplicarse mientras este vigente el pliego tarifario aprobado por el CONELEC donde se establece procedimiento de cálculo por Tarifa Fija.

8. CONTROL DE LOS CONTRATOS A PLAZO.

8.4 INFORMACIÓN CONTRACTUAL A SER SUMINISTRADA AL CENACE.

El Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano contempla un Mercado de Contratos en el cual los agentes Distribuidores, Grandes Consumidores o Importadores pactan el suministro de una determinada cantidad de energía proveniente de los Generadores o Exportadores.

El Mercado de Contratos contempla únicamente contratos de abastecimiento de energía. Los precios a pagar por la energía son de libre acuerdo entre las partes.

Los montos de energía comprometidos en los contratos también son de libre acuerdo pero bajo las restricciones sobre las cantidades máximas establecidas en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Un agente puede firmar uno o más contratos de suministro de energía.

Los agentes Generadores están en la obligación de reportar sus contratos, en los formatos respectivos, al CENACE para su análisis y registro. La Corporación verificará que los contratos se enmarquen en las disposiciones del Reglamento de Mercado de acuerdo a los procedimientos establecidos. Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a Plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

8.1.1 Duración de los Contratos.

La duración mínima de los contratos es de un año. Los contratos deben registrarse en el CENACE quien analizará los acuerdos técnicos acordados y emitirá un informe aprobando o negando la inscripción del contrato en los siguientes veinte días después de denunciado. Las partes involucradas en los contratos pueden modificar las condiciones contractuales. En este caso se deberá notificar al CENACE los cambios. La Corporación analizará las nuevas condiciones y en el transcurso de veinte días emitirá un informe aceptando o negando las modificaciones. En caso de aceptarse las nuevas condiciones contractuales entrarán a regir inmediatamente.

8.1.2 Ubicación de los Contratos.

Los contratos de energía, excepto los de importación o exportación, se pactan en la Barra de Mercado del Sistema, en la Barra del Distribuidor o en la Barra del Generador. Los compradores se hacen cargo de llevar la energía de los contratos desde la barra de contrato hasta su nodo de consumo. Los vendedores de energía se hacen cargo de llevar su energía desde su nodo de entrega hasta la barra del contrato.

Si un Distribuidor posee más de un nodo de entrega el CENACE, para propósito de evaluación de las transacciones en el MEM y de considerarlo necesario, asumirá que la empresa distribuidora está representada por una Barra Equivalente con un factor de nodo definido en los términos establecidos en estos procedimientos.

Los contratos de importación o exportación se pactan en el nodo de intercambio correspondiente. Para el vendedor de energía el punto de intercambio es su nodo frontera. Para el comprador de energía el punto de intercambio es su nodo frontera.

8.1.3 Energía Efectiva de Contratos.

Debido a que los contratos se pactan libremente entre los agentes en cualquier barra de interés (barra de mercado, barra del Distribuidor/Gran Consumidor o barra del Generador) es necesario determinar qué cantidad de toda la energía entregada/recibida por un determinado agente, y que es medida por el SIMEC en los puntos de entrega/recepción, corresponde a la energía pactada en los contratos.

8.1.3.1 Energía de Contratos pactados en la Barra de Mercado.

Si un contrato de energía se pacta en la Barra de Mercado, el Generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de las pérdidas hasta la Barra de Mercado, mientras que el Distribuidor/Gran Consumidor debe llevar esta energía a su nodo haciéndose cargo de las pérdidas de energía desde la Barra de Mercado hasta su punto o nodo de consumo.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BM_h * \left[\frac{2}{2 + |FND_{jh} - 1|} \right]$$

donde:

$E_c D_{jh}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor/Gran Consumidor j a la hora h reflejada desde la Barra de Mercado hasta el nodo del Distribuidor/Gran Consumidor.

$E_c BM_h$ = Energía contratada en la Barra de Mercado.

FND_{jh} = Factor de nodo del Distribuidor/Gran Consumidor j a la hora h.

y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c BM_h * \left[\frac{2}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

donde:

$E_c G_{ih}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra de Mercado

$E_c BM_h$ = Energía contratada en la Barra de Mercado

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

8.1.3.2 Energía de Contratos pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor.

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor, el Generador se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada hasta ese punto.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BD_h$$

donde:

$E_{cD_{jh}}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h

E_{cBD_h} = Energía contratada por el Distribuidor en su barra

FND_{jh} = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h

y para el Generador se tiene:

$$E_{cG_{ih}} = E_{cBD_h} * \left[\frac{2 + |FND_{jh} - 1|}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

donde:

$E_{cG_{ih}}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra del Distribuidor o Gran Consumidor

E_{cBD_h} = Energía contratada por el Distribuidor o Gran Consumidor en su barra

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

FND_{jh} = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h

8.1.3.3 Energía de Contratos pactados en la Barra del Generador.

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Generador, el Distribuidor o Gran Consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada desde ese punto.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor/Gran Consumidor en una hora dada:

$$E_{cD_{jh}} = E_{cBG_h} * \left[\frac{2 - |1 - FNG_{ih}|}{2 + |FND_{jh} - 1|} \right]$$

donde:

$E_{cD_{jh}}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor/*Gran Consumidor* j a la hora h reflejada desde la Barra del Generador hasta el nodo del Distribuidor/*Gran Consumidor*

E_{cBG_h} = Energía contratada en la barra del Generador

FND_{jh} = Factor de nodo del Distribuidor/*Gran Distribuidor* j a la hora h

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

y para el Generador se tiene:

$$E_{cG_{ih}} = E_{cBG_h}$$

donde:

$E_{cG_{ih}}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h .

E_{cBG_h} = Energía contratada en la barra del Generador.

8.1.4 El Transmisor y los Contratos.

Es de conocimiento de las partes que el contrato de suministro de energía no incluye el riesgo que introduce el Sistema de Transmisión reflejado en restricciones o fallas. La existencia del contrato de suministro de energía garantiza únicamente el compromiso de disponibilidad del Generador para entregar su energía si es despachado por el CENACE y cumplir así directa o indirectamente sus contratos, a través de otro generador, si no es despachado. La confiabilidad del Sistema de Transmisión, por lo tanto, es un factor que deben tener en cuenta las partes al pactar un contrato.

8.1.5 Información de los Agentes del MEM.

Los Generadores y los Distribuidores/Grandes Consumidores son los agentes responsables de reportar al CENACE, antes del 31 de Octubre de cada año, la información relativa a los contratos. Este reporte deberá contener los siguientes aspectos generales:

- Agente Vendedor:
- Agente Comprador:
- Fecha de inicio de Contrato:
- Ubicación del Contrato: Barra de Mercado/Distribuidor/Generador
- Además se deben especificar las curvas de demanda horaria comprometidas en contratos para los siguientes días típicos de cada mes del año:

Mes:	Día Laborable kWh	Sábado kWh	Domingo kWh	Día Feriado kWh
Hora 1				
Hora 2				
Hora 3				
.....				
Hora 24				

Para los Generadores, el cuadro anterior representa la cantidad de energía que se comprometen a entregar al agente comprador en la barra de venta, y para los Distribuidores o Grandes Consumidores, este cuadro contiene la energía que pueden recibir de un determinado agente vendedor en la misma barra.

8.1.5.1 Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores.

Se considera que la demanda total comprometida en contratos por un Distribuidor j es la suma aritmética de las demandas cubiertas por los contratos con cada generador. Para una hora dada de un día típico (día laborable, sábado, domingo, feriado):

$$E_{cDj_h} = \sum_{i=1}^n E_{cDj_{Gih}}$$

donde:

$EcDj_h$ = Energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j en la barra de contrato.

$EcDj_{Gih}$ = Energía de contratos a recibir en la hora h de un Generador i en la barra de contrato

i = Número de Generadores que han efectuado contratos con el Distribuidor j

El CENACE verificará que la energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor no sobrepase la energía declarada por el Distribuidor como demanda total de su sistema. De existir en un Distribuidor energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5%, se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5 % no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos. El CENACE efectúa este análisis para los días típicos (día laborable, sábado, domingo, feriado) de cada mes del año de contrato.

La Corporación también efectúa este análisis acumulando la energía de los días típicos para encontrar la energía del mes y verificando que la energía a contratar mensualmente por el Distribuidor, no sobrepase la cantidad de energía demandada por el sistema del Distribuidor en más del 5%.

$$EcDj_m \geq \left[\sum_{DL} EcDj_{GiDL} + \sum_{SAB} EcDj_{GiSAB} + \sum_{DOM} EcDj_{GiDOM} + \sum_{FER} EcDj_{GiFER} \right]$$

donde:

$EcDj_m$ = Requerimiento de energía total en el mes m de un Distribuidor.

$\sum EcDj_{GiDL}$ = Energía de contratos a recibir en los días laborables del mes m de un Generador i en la barra de contrato

$\sum EcDj_{GiSAB}$ = Energía de contratos a recibir en los días sábados del mes m de un Generador i en la barra de contrato

$\sum EcDj_{GiDOM}$ = Energía de contratos a recibir en los días domingos del mes m de un Generador i en la barra de contrato

$\sum EcDj_{GiFER}$ = Energía de contratos a recibir en los días feriados del mes m de un Generador i en la barra de contrato.

i = Número de Generadores que han efectuado contratos con el Distribuidor j .

8.1.5.2 Máxima Producción a Contratar por los Generadores.

De acuerdo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, los generadores hidroeléctricos no podrán comprometer en contratos, una cantidad de energía superior a aquella proveniente de su energía firme mensual. Así mismo, ningún Generador termoeléctrico podrá comprometer en contratos, una

energía superior a aquella proveniente de su capacidad efectiva. En ambos casos deben considerarse períodos de mantenimiento.

Se considera que la energía total comprometida en contratos por un Generador, es la suma aritmética de las energías comprometidas en los contratos con cada Distribuidor. Para una hora dada de un día típico (día laborable, sábado, domingo, feriado):

$$EcGi_h = \sum_{j=1}^m EcGi_{Djh}$$

donde:

$EcGi_{,h}$ = Energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador i en la barra de contrato

$EcGi_{Dj,h}$ = Energía de contratos a entregar en la hora h a un Distribuidor j en la barra de contrato

j = Número de Distribuidores que han efectuado contratos con el Generador i.

El CENACE verificará que la energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador, no sobrepase la energía declarada por el Generador como energía firme hidroeléctrica o capacidad efectiva termoeléctrica, según sea el caso. De existir en un Generador, con energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5%, se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5%, no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos. El CENACE efectúa este análisis para los días típicos (día laborable, sábado, domingo, feriado) de cada mes del año de contrato.

La Corporación también efectúa este análisis acumulando la energía de los días típicos para encontrar la energía del mes y verificando que la energía a contratar en el mes por el Generador no sobrepase la energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica, según sea el caso, en más del 5%.

$$EcGi_m \geq \left[\sum_{DL} EcGi_{DjDL} + \sum_{SAB} EcGi_{DjSAB} + \sum_{DOM} EcGi_{DjDOM} + \sum_{FER} EcGi_{DjFER} \right]$$

donde:

$EcGi_m$ = Energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica total en el mes m de un Generador.

$\sum EcGi_{DjDL}$ = Energía de contratos a entregar en los días laborables del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

$\sum EcGi_{DjSAB}$ = Energía de contratos a entregar en los días sábados del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

$\sum EcGi_{DjDOM}$ = Energía de contratos a entregar en los días domingos del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.

$\sum_j EcGi_{DjFER} =$ Energía de contratos a entregar en los días feriados del mes m a un Distribuidor j en la barra de contrato.
j = Número de Distribuidores que han efectuado contratos con el Generador i.

8.1.5.3 Etapa Transitoria.

La Disposición Transitoria Segunda del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que se deberá incluir en los contratos de concesión de generación de las centrales: Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas, la obligatoriedad del generador de vender a todos los Distribuidores, en contratos a plazo, su energía firme en forma proporcional a la demanda de éstos.

Los plazos de vigencia de la obligatoriedad señalada en el inciso anterior serán fijados por el CONELEC, hasta tanto se consolide el MEM.

La producción de energía de los Generadores y la demanda de energía de los Distribuidores comprometidas en esos contratos a plazo se determinarán con base en la producción y demandas fijadas en una programación mensual. El CENACE hará cumplir esta disposición.

En función a la demanda de energía mensual de las Empresas de Distribución aceptada por el CENACE, la Corporación determinará los porcentajes de demanda de energía que cada distribuidor representa del total:

$$\%EDj_m = \frac{EDj_m}{\sum_{j=1}^k EDj_m}$$

donde:

$\%EDj_m =$ Porcentaje de demanda de energía que el Distribuidor j representa en un mes m.

$EDj_m =$ Demanda de energía que el Distribuidor j consume en un mes m.

$\sum EDj_m =$ Demanda de energía total de k Distribuidores en un mes m.

En función de los niveles de energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica para cada mes del año de operación, reconocidos por el CENACE, la Corporación verificará los niveles de energía máximos que las centrales Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos (2), Trinitaria y Esmeraldas deben asignar obligatoriamente en contratos con todos los Distribuidores reconocidos en el MEM.

donde:

E_{caDj_m} = Energía de contratos asignada a cada Distribuidor j en el mes m .

$\%EDj_m$ = Porcentaje de demanda de energía que el Distribuidor j representa en un mes m .

$\Sigma E(f,e)_{Gim}$ = Energía firme hidroeléctrica o efectiva termoeléctrica en un mes m de los Generadores que posean las centrales Paute, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos, Trinitaria y Esmeraldas.

Si la energía asignada a un Distribuidor, por efectos de esta disposición, es mayor que su demanda de energía mensual se limitará ésta hasta alcanzar ese valor. El CENACE ejecutará todos los análisis necesarios y emitirá las disposiciones debidas.

9. PLAZOS PARA LA LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES, EMISIÓN Y PAGOS DE FACTURAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.¹

La liquidación de las transacciones, efectuada por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, será informada a los Agentes hasta el décimo segundo día posterior al mes de la liquidación. Las facturas serán emitidas por los Agentes acreedores, en base a los valores liquidados por el CENACE, y entregadas a los Agentes deudores que correspondan, hasta el día vigésimo del mes posterior al de la facturación. El vencimiento de dichas facturas será el último día laborable del mes posterior al de la facturación.

Para las facturas emitidas y entregadas con posterioridad al vigésimo día del mes posterior al de facturación, los Agentes deudores tendrán un plazo de diez (10) días laborables antes de su vencimiento, contados desde la notificación, misma que podrá ser realizada vía fax, sin perjuicio del envío de la notificación oficial.

Para el caso de las transacciones internacionales de electricidad, se estará a lo establecido en el Reglamento y Regulación que norman este tipo de transacciones.

DISPOSICION TRANSITORIA

Para la instalación de los registradores de frecuencia en los nodos equivalentes de corte a 230 kV, se tendrá un plazo de un año a partir de la aprobación de la presente Regulación por parte del CONELEC.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0126/00, en sesión de 9 de agosto de 2000.

¹ Incorporación del numeral 9, mediante Resolución No. 049/04 de 19 de marzo de 2004.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC