

**PROCEDIMIENTOS DE
DESPACHO Y
OPERACION
(VERSION 2.0)**

PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACION

TABLA DE CONTENIDOS

1	Objetivo y Alcance	1
2	Aprobación y Modificaciones	1
3	Definición de Términos	2
4	Planificación de la Operación	3
4.1.	Planificación Operativa Energética del Sistema Nacional Interconectado	3
4.1.1.	Actualización de la planificación operativa energética	3
4.1.2.	Modelo utilizado para la planificación operativa energética	3
4.1.3.	Horizonte de la planificación operativa energética	4
4.1.4.	Información sobre las demandas	4
4.1.5.	Representación de la demanda	4
4.1.6.	Hidrología	5
4.1.7.	Disponibilidades de generación	5
4.1.8.	Plan de mantenimientos mayores	5
4.1.9.	Fechas de entrada y retiro de instalaciones de generación y/o transmisión del SNI	5
4.1.10.	Restricciones eléctricas	5
4.1.11.	Costos variables de producción	5
4.1.12.	Costo de racionamiento	6
4.1.13.	Información de centrales de generación y sistema de transmisión	6
4.1.14.	Tasa de descuento	6
4.2.	Normas de seguridad, calidad y confiabilidad	6
4.2.1.	Objetivos del planeamiento eléctrico	6
4.2.2.	Estudios	6
4.2.2.1.	Actualización de los estudios eléctricos	7
4.2.2.2.	Difusión y revisión de estudios	7
4.2.3.	Parámetros de calidad y seguridad	7
4.2.3.1.	Estado estacionario	7
4.2.3.2.	Estado transitorio	8
4.2.3.3.	Estado dinámico	8
4.2.4.	Confiabilidad	11
4.2.4.1.	Criterios básicos de confiabilidad	11
4.2.4.2.	Criterios de confiabilidad para condiciones extremas	11
4.2.5.	Información	11
4.2.6.	Horizontes de Planeamiento Eléctrico de la Operación	11
4.2.6.1.	Largo plazo	12
4.2.6.2.	Mediano plazo	13
4.2.6.3.	Corto plazo	14
4.3.	Elaboración del Programa de Mantenimiento	14
4.3.1.	Alcance	14
4.3.2.	Objetivos	14
4.3.3.	Margen de reserva	14
4.3.4.	Mantenimiento del sistema de transmisión	15
4.3.5.	Suspensión del mantenimiento	15
4.3.6.	Cumplimiento del mantenimiento	15
4.3.7.	Programas de mantenimiento estacionales	15

4.3.8.	Coordinación del mantenimiento estacional	16
4.3.9.	Modificación de los programas estacionales	16
4.4.	Precios de Generación Estabilizados Estacionalmente	17
4.4.1.	Introducción	17
4.4.2.	Precio estacional de la energía	17
4.4.3.	Consideraciones para el cálculo	18
4.4.4.	Sobrecosto estacional por riesgo de energía no suministrada	18
4.5.	Programación Semanal	18
4.5.1.	Generalidades	18
4.5.2.	Información para la base de datos semanal: Determinación de la oferta y demanda de potencia y energía	19
4.5.2.1.	Oferta hidroeléctrica	19
4.5.2.2.	Oferta térmica	20
4.5.2.3.	Determinación de la demanda	20
4.5.2.4.	Información del transmisor	21
4.5.3.	De la Información	21
4.5.3.1.	Envío de la información	21
4.5.3.2.	Validación de la información	21
4.5.4.	Ejecución del despacho semanal	22
4.5.4.1.	Descripción del modelo	22
4.5.4.2.	Función objetivo	22
4.5.5.	Determinación de la reserva adicional de potencia	24
4.5.6.	Resultados de la programación semanal	24
4.5.7.	Responsabilidades	24
4.5.7.1.	De los agentes	24
4.5.7.2.	Responsabilidad del CENACE	24
4.6.	Programación Diaria	25
4.6.1.	Despacho horario	25
4.6.2.	Información diaria	25
4.6.2.1.	Demandas	25
4.6.2.2.	Centrales con embalse	26
4.6.2.3.	Centrales de pasada	26
4.6.2.4.	Centrales térmicas e interconexiones internacionales	26
4.6.2.5.	Disponibilidad de las redes de transmisión	27
4.6.2.6.	Fuentes renovables no convencionales de energía	27
4.6.2.7.	Reserva adicional de potencia	27
4.6.2.8.	Otra información	28
4.6.3.	Modelo de Despacho	28
4.6.4.	Determinación de los precios horarios de mercado	29
4.6.5.	Despacho económico de generación	29
4.6.5.1.	Envío de la programación diaria	30
4.7.	Determinación de la reserva de generación	30
4.7.1.	Reserva rodante	30
4.7.2.	Reserva rodante para regulación de frecuencia	31
4.7.2.1.	Introducción	31
4.7.2.2.	Objetivo	31
4.7.2.3.	Regulación primaria de frecuencia (RPF)	32
4.7.2.4.	Regulación secundaria de frecuencia (RSF)	34
4.7.2.5.	Información Requerida sobre sistemas de regulación de velocidad, potencia y frecuencia	34

4.7.2.6.	Requisitos generales	36
4.7.3.	Reserva Fría	37
4.8	Esquema de alivio de carga por baja frecuencia	38
4.9	Esquema de alivio de carga por bajo voltaje	40
4.10	Esquema de disparo automático de generación	40
4.11	Oferta de reserva adicional de potencia	40
4.11.1.	Determinación del requerimiento de reserva adicional	40
4.11.2.	Remuneración de la reserva adicional	40
4.11.3.	Convocatoria a presentar ofertas	40
4.11.4.	Evaluación de las ofertas	41
4.11.5.	Uso de la reserva adicional	41
4.11.6.	Despacho de la reserva adicional	41
5	Operación en Tiempo Real	42
5.1.	Supervisión y control de la Operación	42
5.1.1.	Introducción	42
5.1.2.	Funciones del CENACE	42
5.1.3.	Funciones del Centro de Operación de Transmisión	43
5.1.4.	Funciones de los Centros de Operación de Distribución	44
5.1.5.	Coordinación de la Operación en Tiempo Real	44
5.1.5.1.	Coordinación de la Operación en Condiciones Normales	44
5.1.5.2.	Coordinación de la Operación en Condiciones Anormales	44
5.2.	Criterios de Seguridad, Calidad y Confiabilidad	46
5.2.1.	Criterios de Calidad	46
5.2.1.1.	Criterios de Calidad de Frecuencia	46
5.2.1.2.	Criterios de Calidad de Voltaje	46
5.2.2.	Criterios de Seguridad	47
5.2.3.	Criterios de Confiabilidad	48
5.3.	Parámetros de Calidad, Seguridad y Confiabilidad	49
5.4.	Regulación de Voltaje y Frecuencia	50
5.4.1.	Control de Voltaje	50
5.4.1.1.	Objetivo	50
5.4.1.2.	Instrucciones generales	50
5.4.1.3.	Control de voltaje en condiciones normales	51
5.4.1.4.	Control de voltaje en condiciones anormales	52
5.4.1.5.	Regulación de voltaje en condiciones de emergencia	54
5.4.2.	Control de Frecuencia	54
5.4.2.1.	Objetivo	54
5.4.2.2.	Instrucciones generales	54
5.4.2.3.	Condiciones de operación	55
5.4.2.4.	Regulación de frecuencia en condiciones normales	55
5.4.2.5.	Regulación de frecuencia en condiciones anormales	57
5.4.2.6.	Regulación de frecuencia en estado de emergencia	57
5.5.	Reserva de Generación Rodante y Fría	59
5.5.1.	Reserva de generación rodante para regulación	59
5.5.2.	Reserva fría	60
5.6.	Redespacho	60
5.6.1.	Antecedentes	60
5.6.2.	Causas del Redespacho	61

5.6.2.1.	Variación de la disponibilidad de la generación	61
5.6.2.2.	Variación de los límites en la red	61
5.6.2.3.	Variación de la demanda	61
5.6.2.4.	Variación de la reserva para regulación de frecuencia	61
5.6.2.5.	Generación forzada en condiciones anormales y de emergencia	62
5.6.3.	Operación en tiempo real	62
5.6.3.1.	Variación de la disponibilidad de la generación	62
5.6.3.2.	Variación de la reserva para regulación de frecuencia	62
5.6.3.3.	Generación forzada en condiciones anormales y de emergencia	63
5.6.3.4.	Importación y exportación	63
5.6.4.	Criterio para efectuar el redespacho	64
5.6.5.	Períodos de tiempo para el envío y procesamiento de la información para efectuar el redespacho	64
5.6.6.	Reclamos de los agentes	64
5.7.	Maniobras	64
5.7.1.	Objetivo y alcance	64
5.7.2.	Normas generales	65
5.7.3.	Configuración de barras	66
5.7.4.	Secuencia de maniobras de apertura de líneas en operación normal	68
5.7.4.1.	Líneas de responsabilidad del transmisor	68
5.7.4.2.	Líneas de responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente)	68
5.7.5.	Secuencia de maniobras de cierre de líneas en operación normal	68
5.7.5.1.	Líneas de responsabilidad del Transmisor	68
5.7.5.2.	Líneas de responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente)	69
5.7.6.	Secuencia de maniobras de apertura de transformadores del SNT	69
5.7.7.	Secuencia de maniobras de cierre de transformadores del SNT	69
5.7.8.	Nomenclatura	70
6	Coordinación para la Ejecución de Mantenimientos	71
6.1.	Introducción	71
6.2.	Normas generales y disposiciones	71
6.3.	Calificación de las consignaciones	72
6.4.	Códigos de colores para las consignaciones nacionales	73
6.5.	Coordinación para la consignación nacional	74
6.6.	Consignación y ejecución de mantenimientos en equipos del SNI	75
6.7.	Procedimientos para trabajos en caliente (con voltaje)	78
6.8.	Procedimiento para consignaciones nacionales de emergencia	79
6.9.	Consignación de equipos asociados a interconexiones internacionales	79
6.10	Consignación de equipos y programas del sistema de tiempo real del CENACE (STR)	80
6.10.1.	Introducción	80

6.10.2.	Conceptos para la consignación de equipos y programas en el STR	80
6.10.3.	Objetivo de los mantenimientos de los elementos del STR	80
6.10.4.	Calificación de las consignaciones nacionales en el STR	80
6.10.5.	Trámite de consignaciones nacionales programadas en el STR	81
6.10.5.1.	Agente de consignación	81
6.10.5.2.	Programados de consignaciones	81
6.10.5.3.	Coordinador de la ejecución de la consignación	81
6.10.5.4.	Ingreso de la solicitud y aprobación	82
6.10.6.	Consignación y ejecución de mantenimientos en equipos y programas del STR	82
6.10.7.	Trámite de consignación nacionales de emergencia en el STR	82
6.10.8.	Consignaciones locales	83
6.11	Indices de Gestión	83
6.11.1.	Índice para valorar los resultados de los estudios eléctricos y energéticos	83
6.11.2.	Índice para hacer un seguimiento de la ejecución del plan semanal y realimentación del proceso	83
6.11.3.	Índice para verificar la calidad del proceso en la ejecución	84
7	Procedimientos para Estado de Emergencia del SNI	85
7.1.	Consideraciones generales	85
7.2.	Tipos de emergencias	85
7.3.	Coordinación del restablecimiento	86
7.4.	Desconexiones de equipos especiales	87
7.5.	Colapso total o colapsos parciales	89
7.6.	Emergencias sin comunicaciones	90
7.6.1.	Introducción	90
7.6.2.	Definiciones	90
7.6.3.	Consideraciones generales	91
7.6.4.	Acciones a realizarse ante la ocurrencia de fallas	92
7.6.4.1.	Fallas internas	92
7.6.4.2.	Fallas externas	93
7.7.	Guía para la Restauración del Sistema Nacional Interconectado	96
7.7.1.	Introducción	96
7.7.2.	Metodología	96
7.7.3.	Criterios Operativos	97
7.7.4.	Códigos	98
7.7.5.	Alcance de las zonas eléctricas	98
7.7.6.	Pasos previos a la restauración	99
7.7.7.	Restauración de las zonas eléctricas	100
7.7.8.	Integración de zonas eléctricas	100
7.8.	Guía para la Restauración del Sistema Nacional Interconectado después de un Colapso Parcial	100
7.8.1.	Introducción	100
8	Normas y Requisitos Técnicos para Incorporación de Nuevas Instalaciones	102
8.1.	Aspectos Generales	102
8.1.1.	Objetivo y ámbito	102
8.1.2.	Alcance	102
8.1.3.	Obligaciones	102
8.1.4.	Obligación del agente propietario	103

8.1.5.	Coordinación de pruebas	103
8.2.	Normas Generales	104
8.2.1.	Objetivo y alcance	104
8.2.2.	Disposiciones generales	104
8.3.	Información Técnica	107
8.3.1.	De la entrega de información	107
8.3.2.	Del detalle de la información	107
8.4.	Pruebas Operativas de Equipos	108
8.4.1.	Condiciones previas	108
8.4.2.	Pruebas de control	108
8.4.3.	Pruebas de supervisión	108
8.4.4.	Pruebas de protecciones	108
8.4.5.	Pruebas de medidores	109
8.4.6.	Pruebas de Interruptores	109
8.4.7.	Telecomunicaciones	109
8.4.8.	Manual de operación	109
8.5.	Pruebas de Operación en Paralelo	109
8.5.1.	Pruebas de sincronización	109
8.5.2.	Pruebas de cargabilidad de los equipos	110
8.5.3.	Pruebas de regulación de voltaje	110
8.5.4.	Pruebas de calidad del servicio	110
8.6.	Conexión de Generadores y Motores	110
8.6.1.	Información técnica	110
8.6.2.	Pruebas para conexión	111
8.7.	Normas para Conexión de Líneas de Transmisión	111
8.7.1.	Información técnica	112
8.7.2.	Pruebas de conexión	112
8.8.	Conexión de Transformadores	112
8.8.1.	Información técnica	112
8.8.2.	Pruebas de conexión	113
8.9.	Conexión de Distribuidores y Grandes Consumidores	113
8.9.1.	Información técnica	113
8.9.2.	Pruebas de conexión	113
8.10	Pruebas y Verificación de Parámetros	114
8.10.1.	Alcance	114
8.10.2.	Solicitud de prueba	114
8.10.3.	Falla de la prueba	115
8.10.4.	Modificación de parámetros	115
8.10.5.	Pruebas de conexión	115
8.10.5.1.	Prueba de potencia reactiva	115
8.10.5.2.	Prueba del estatismo	116
8.10.5.3.	Prueba de arranque rápido	116
8.10.5.4.	Prueba de restablecimiento	116
8.10.5.5.	Prueba de disponibilidad	117
8.10.5.6.	Prueba de los parámetros para la planificación operativa	117
8.10.6.	Prueba de Eficiencia de Unidades Hidráulicas	118
8.10.6.1.	Solicitud	118
8.10.6.2.	Instrumentación	118
8.10.6.3.	Prueba de eficiencia	119

8.10.7.	Prueba de eficiencia de unidades térmicas	119
8.10.7.1.	Solicitud	119
8.10.7.2.	Poder calorífico	119
8.10.7.3.	Instrumentación	119
8.10.7.4.	Prueba de eficiencia	120
8.10.8.	Pruebas y verificación de parámetros en los transformadores	120
8.10.9.	Pruebas en interruptores	121
DISPOSICION TRANSITORIA		121

REGULACION No. CONELEC – 006/00

PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACION

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 (SIN), así como la exportación e importación de energía y potencia.

Que, el inciso final, del Art. 1, del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, establece que las disposiciones de dicho reglamento serán complementadas con los procedimientos de Despacho y Operación, que mediante regulación, expida el CONELEC.

Que, es necesario complementar las disposiciones del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, 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 de Despacho y Operación tienen como objetivo proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado. Las regulaciones que se indican a continuación, han sido elaboradas procurando sean lo más claras y simples posibles tomando en consideración la base 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. APROBACION Y MODIFICACIONES.

La presente Regulación, que contiene los Procedimientos de Despacho y Operación, 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.

3. DEFINICION DE TERMINOS.

Los términos utilizados en esta Regulación, se encuentran definidos en la Regulación No. CONELEC - 010/99, Procedimientos del MEM.

4. PLANIFICACION DE LA OPERACION.

4.1. PLANIFICACION OPERATIVA ENERGETICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

El CENACE elaborará la Planificación Operativa Energética de conformidad a lo establecido en el literal i) del Artículo 24, de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en el Artículo 6, Capítulo II, del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, siguiendo la metodología que se establece en esta Regulación.

El objetivo de la Planificación Operativa Energética es establecer una política óptima de la operación de los embalses y uso eficiente de los recursos disponibles de generación, previa la coordinación de mantenimientos efectuada por el CENACE con los generadores y el transmisor, y minimizando los riesgos de falla en el abastecimiento y de vertimientos en los embalses; teniendo en cuenta además, la previsión de las demandas y la aleatoriedad de la oferta y los caudales.

4.1.1. Actualización de la planificación operativa energética.

La Planificación Operativa Energética será actualizada cada tres (3) meses, en los meses de enero, abril, julio, octubre, o con una periodicidad menor cuando las circunstancias lo ameriten, para lo cual es necesario incorporar toda la información vigente sobre proyecciones de la demanda, estadística hidrológica, características de las plantas hidráulicas y térmicas, costos variables de producción y topología de la red eléctrica.

El CENACE deberá producir un informe con los resultados obtenidos de la Planificación Operativa Energética, el cual será enviado a los agentes del MEM. El informe incluirá los siguientes tópicos:

- Datos e hipótesis consideradas.
- Los precios referenciales esperados de generación en barra de mercado estabilizados estacionalmente por banda horaria.
- El valor esperado del agua.
- Disponibilidad de las centrales de generación.
- Programa de mantenimientos.
- Generación prevista por planta hidroeléctrica y por unidad termoeléctrica, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Intercambios previstos con otros países, si los hubiere.
- Previsión de la evolución de los niveles de los embalses y de vertimientos, para diferentes escenarios hidrológicos representativos.
- Valor esperado de restricciones al suministro.
- Y otros que se consideren necesarios, a fin de que los agentes tengan la información sobre el posible comportamiento futuro del mercado.

4.1.2. Modelo utilizado para la planificación operativa energética.

El modelo utilizado para la planificación operativa será aquel que calcule las políticas óptimas de operación de los embalses y las generaciones de las plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas del Sistema Nacional Interconectado que cumplan con la función objetivo de minimizar el valor

esperado, llevado a valor presente, de los costos de generación, incluyendo el costo de racionamiento; para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Las características operativas de las plantas hidroeléctricas (límites de turbinamiento; para los embalses, se deberá considerar los límites de almacenamiento, los volúmenes de seguridad, los vertimientos, la evaporación, la filtración y las restricciones aguas abajo).
- Las características operativas de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, restricciones de generación por unidad, costos variables de producción, mantenimientos, consumo de combustible, combustible utilizado, consumo de auxiliares, etc.)
- Aspectos de incertidumbre hidrológica: El modelo permitirá utilizar un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial de los caudales), secuencias históricas de caudales, o secuencias hidrológicas específicas para condiciones particulares.
- Representación del sistema de transmisión, que tengan en cuenta topología, límites de flujo de potencia en las líneas, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.
- Representación de la demanda del sistema en etapas semanales o mensuales, conforme a los requerimientos de la planificación operativa energética.

4.1.3. Horizonte de la planificación operativa energética.

La Planificación Operativa Energética se elaborará para un horizonte de optimización de largo plazo (3 años), con un período de decisión de una semana o un mes.

4.1.4. Información sobre las demandas.

El CENACE requerirá de cada Empresa Distribuidora y cada Gran Consumidor, las proyecciones de demanda para los próximos tres (3) años, con una proyección en mayor detalle para el primer año, con un nivel de desagregación por nodos o barras.

La entrega de esta información la efectuarán las empresas distribuidoras y los grandes consumidores, trimestralmente, en concordancia con las actualizaciones de la Planificación Operativa Energética.

Las empresas que tengan compromisos de compra y venta de energía al nivel internacional, deberán suministrar la información relacionada con las proyecciones de energía a importar o exportar en volúmenes, precios y períodos de intercambio.

4.1.5. Representación de la demanda.

La demanda para la Planificación Operativa Energética, se representará mediante una curva de duración de carga mensual o semanal, tomando como referencia los períodos horarios establecidos en el literal a) del Art. 8, del Reglamento de Tarifas.

4.1.6. Hidrología.

Los generadores hidroeléctricos, suministrarán al CENACE, dentro de los 5 primeros días de cada mes, la información necesaria para actualizar las series históricas mensuales de caudales, riego, agua potable, bombeos y evaporación.

El CENACE, actualizará las series históricas, sobre la base de las cuales realizará los estudios hidrológicos necesarios para la Planificación Operativa Energética de largo plazo.

4.1.7. Disponibilidades de generación.

Las disponibilidades de generación considerarán los mantenimientos programados y los índices históricos por salidas forzadas –FOR, los cuales serán actualizados por el CENACE, trimestralmente, tomando en cuenta la información disponible en el CENACE.

4.1.8. Plan de mantenimientos mayores.

El CENACE, de conformidad con lo establecido en el literal h), del Art. 24, de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, artículos 53 y 64, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y Artículo 7, del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, coordinará la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión del S.N.I., para lo cual, los agentes del MEM deben presentar sus necesidades de mantenimientos en los términos y fechas expresadas en los artículos antes mencionados.

4.1.9. Fechas de entrada y retiro de instalaciones de generación y/o transmisión del SNI.

Las fechas de entrada y retiro de instalaciones de Generación y/o Transmisión del S.N.I., se actualizarán por el CENACE, mediante notificaciones oficiales, respaldadas con los justificativos respectivos por parte del propietario de esas instalaciones.

4.1.10. Restricciones eléctricas.

Se utilizarán las restricciones eléctricas declaradas por los Agentes Generadores y el Transmisor y aquellas identificadas en los estudios eléctricos realizados, tanto para generación como para transmisión, de tal manera de obtener una operación confiable y segura del sistema.

4.1.11. Costos variables de producción.

Se utilizarán los Costos Variables de Producción establecidos conforme a lo dispuesto en la regulación vigente para el efecto.

4.1.12. Costo de racionamiento.

El costo de racionamiento o costo de falla corresponderá al indicado por el CONELEC, según lo establecido en el Reglamento para el funcionamiento del MEM.

4.1.13. Información de centrales de generación y sistema de transmisión.

Para la realización de la Planificación Operativa Energética, el CENACE mantendrá la información actualizada de las instalaciones de generación y del sistema de transmisión, existentes, en construcción y futuras. Esta información será suministrada por los Agentes Generadores, el Transmisor y CONELEC, en los términos expresados en las normas para intercambio de información, contenidos en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reglamentos.

4.1.14. Tasa de descuento.

La tasa de descuento para los estudios de la Planificación Operativa Energética será definida y proporcionada por el CONELEC.

4.2. NORMAS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y CONFIABILIDAD.

4.2.1. Objetivos del Planeamiento Eléctrico.

El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) cumpliendo con los índices de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en las Regulaciones respectivas. Para ello se utilizarán programas flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad, transitorios electromagnéticos y programas específicos que se requieran de acuerdo a las necesidades.

4.2.2. Estudios.

Los estudios de la red eléctrica del S.N.I. determinarán las restricciones de seguridad y confiabilidad del mismo, así como las condiciones operativas críticas que exijan una mayor supervisión de la operación, con el fin de prever los ajustes necesarios en la administración de recursos e instalaciones para cumplir con los objetivos básicos de calidad y seguridad. El Planeamiento Eléctrico de la Operación incluirá al menos las siguientes tareas:

- Estudios eléctricos para validar los límites de transporte en las líneas del sistema o los límites de intercambio entre áreas determinados y declarados por TRANSELECTRIC o algún Agente del MEM, con la finalidad de asegurar la estabilidad ante fallas en componentes críticos o sobrecargas, y evitar condiciones de oscilaciones en el sistema.
- Estudios que permitan asegurar la calidad de servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos en la reglamentación y regulaciones correspondientes con la determinación de márgenes de potencia destinados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia.

- Estudios eléctricos para la determinación de los límites de intercambio y generación de potencia reactiva que permitan una regulación adecuada de voltaje.
- Estudios técnico - económicos para determinar márgenes de reserva fría que balanceen adecuadamente el costo de este servicio con la calidad de servicio resultante.
- Estudios de esquemas de alivio de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje.
- Estudios de esquemas de disparo automático de generación ante contingencias en el sistema de transmisión.

4.2.2.1. Actualización de los Estudios Eléctricos.

Los estudios eléctricos del S.N.I. especialmente para la determinación de la reserva de generación y el esquema de alivio de carga por baja frecuencia serán actualizados, cada año, hasta el mes de marzo, o con una periodicidad menor según lo ameriten las circunstancias prevaletientes, para lo cual se incorporarán toda la nueva información sobre proyecciones de la demanda, mantenimientos programados, lista de contingencias, topología de la red eléctrica, nuevas plantas generadoras, etc.

4.2.2.2. Difusión y Revisión de Estudios.

El CENACE deberá enviar los estudios eléctricos y las recomendaciones resultantes a cada uno de los Agentes del MEM y al Transmisor. Dentro de los siguientes quince (15) días calendario cualquier Agente o el Transmisor podrá enviar al CENACE sus observaciones y proponer justificadamente modificaciones.

4.2.3. Parámetros de Calidad y Seguridad.

La operación del SNI deberá cumplir con los parámetros de calidad y seguridad establecidos en las Regulaciones correspondientes de acuerdo al estado en que se encuentre: condiciones de estado estacionario, estado transitorio y estado dinámico.

4.2.3.1. Estado Estacionario.

Voltaje: Referente a los índices para el control de voltaje se observará lo establecido en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

Generación de Potencia Reactiva: Se observará lo indicado en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

Cargabilidad: La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.

En el Largo y Mediano Plazos no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria.

La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.

En el análisis de estado estacionario se consideran solo simples contingencias en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/138 kV o 230/69 kV.

Armónicos: Las formas de onda de voltaje y corriente con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirán los requisitos establecidos por la Norma ANSI/IEEE 519, mientras no exista Norma Técnica Nacional aplicable.

4.2.3.2. Estado Transitorio.

Las unidades de generación del SNI deben ser capaces de soportar una falla trifásica durante 100 ms en bornes del lado de alto voltaje del transformador de la unidad sin perder estabilidad de ángulo con relación a las demás unidades del sistema. El tiempo de 100 ms corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

4.2.3.3. Estado Dinámico.

El planeamiento de la operación eléctrica se lo ejecutará considerando los siguientes criterios generales:

- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos a 230 kV, 138 kV o en uno de los transformadores 230/138 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva del circuito en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático en la etapa de planificación.
- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en los dos circuitos a 230 kV o 138 kV, cuando los dos circuitos van instalados en la misma torre, con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva de los circuitos en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático de ninguno de los circuitos en la etapa de planificación.

- En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitorio no debe estar por debajo de 0.8(p.u.) durante más de 500 mseg.
- Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.
- Las oscilaciones de los ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán tener amortiguamiento positivo, es decir, en la simulación se chequeará que el sistema llegue a una nueva situación de equilibrio.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente, pero después de 10 segundos de ocurrida la contingencia, esta no deberá exceder el 10% de la capacidad. En el nuevo punto de equilibrio durante la simulación de la contingencia, la potencia reactiva de los generadores deberá estar dentro de la capacidad de régimen permanente.
- Durante la etapa de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia 230/138 kV en el nuevo punto de equilibrio que se alcanzaría después de la simulación de la contingencia. La capacidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA.
- En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Una sobrecarga en líneas del 10% debe ser eliminada en el siguiente periodo de generación mediante el redespacho económico del CENACE. La capacidad de la línea se determina entre el menor valor del límite térmico del conductor, capacidad de los transformadores de corriente o capacidad de corriente de las trampas de onda.
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.
- El modelamiento de la demanda en las simulaciones de estabilidad dinámica y transitoria debe ser lo más cercana a la realidad, es decir con dependencia del voltaje y de la frecuencia. En aquellas barras donde no se tenga información del comportamiento de la demanda para condiciones de estabilidad se modelará con parámetros típicos.
- Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga.
- El cambio de voltaje al conectar o desconectar bancos de condensadores o reactores, deberá ser inferior al 5% del voltaje nominal de la barra donde se ubica la compensación.

- El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 p.u.
- La voltaje máxima transitoria permitida en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 p.u.
- El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara:
 - Inestabilidad del S.N.I.
 - Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
 - Desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.

Para este criterio se permite la separación del sistema en islas eléctricas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.

- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es despejada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SNI y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.
- En forma transitoria, y hasta cuando el S.N.I. disponga de todos los medios adecuados de control de voltaje, la barra de 230 kV de la subestación Molino operará con un voltaje de 1.065 p.u. (245 kV) para compensar el perfil de voltaje del Sistema Nacional de Transmisión.
- La supervisión de la generación (manual o automática), deberá ser constante y permanente; mediante la cual se deberá mantener el equilibrio entre la generación y la demanda conforme a las políticas operativas establecidas.
- El control de la frecuencia primaria del S.N.I. se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizado de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán determinados por el CENACE.
- El control de la frecuencia secundaria del S.N.I. se realizará a través del control automático de generación (AGC).
- El control de voltaje deberá ser constante y el CENACE deberá vigilar que sus valores no excedan de los límites establecidos en las normas vigentes. El voltaje del S.N.I se controlará a través de:
 - a) Los equipos de compensación del sistema (capacitores y reactores).
 - b) Los cambiadores automáticos bajo carga(LTC) o reguladores de voltaje en los transformadores de unidad.
 - c) Reguladores de voltaje (AVR) en los generadores.

4.2.4. Confiabilidad.

Para la evaluación de la confiabilidad del SNI se hará en dos etapas. En la primera etapa se analizarán las contingencias bajo las cuales el sistema debe llegar a un nuevo punto de equilibrio. En la segunda etapa se analizarán contingencias extremas que aunque no sean muy probables pueden llevar a un colapso total o parcial del sistema.

4.2.4.1. Criterios básicos de Confiabilidad.

Para una operación confiable el SNI debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 kV.

El SNI también debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El SNI debe permanecer estable ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga en su sistema.

4.2.4.2. Criterios de Confiabilidad para Condiciones Extremas.

La planificación de la operación en condiciones extremas reconoce que el SNI puede estar sujeto a eventos que exceden en severidad a los básicos que se consideran en la planificación y diseño. El objetivo de los análisis en condiciones extremas es obtener una indicación del desempeño del sistema en estas condiciones y proponer las medidas para evitar el colapso total del SNI. Las condiciones extremas que se deben analizar son las siguientes:

- Pérdida de la central de generación de mayor capacidad que esté operando en el sistema.
- Pérdida de todas las líneas de transmisión que compartan la misma servidumbre.
- Falla u operación errada de las protecciones de líneas de transmisión que por su carga puedan tener un alto impacto en la estabilidad del SNI.

4.2.5. Información.

Cada uno de los agentes del MEM deberá enviar anualmente al CENACE, a más tardar hasta el 1 de marzo de cada año, la información necesaria para los estudios de planificación de la operación. El CENACE, como administrador de las transacciones técnicas del MEM, preparará los formularios para ser completados con la información requerida de cada uno de los agentes.

4.2.6. Horizontes de Planeamiento Eléctrico de la Operación.

El planeamiento eléctrico de la operación se divide en tres etapas: Largo, Mediano y Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúan análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria, dinámica y de transitorios

electromagnéticos según la profundidad requerida por cada estudio en particular:

- **Estado Estacionario.** Para el análisis de estado estacionario se utiliza el programa de flujos de potencia convencional y el programa de flujos de potencia óptimo. Este último se utiliza particularmente para establecer los *taps* de referencia y los voltajes objetivo en las unidades de generación. Los resultados indicarán el perfil de voltajes, carga de las líneas y transformadores del sistema, generación de potencia reactiva de generadores y otras variables que son de interés para el análisis de estado estacionario.
- **Estado Transitorio y Dinámico.** El estado transitorio y dinámico se analiza mediante el programa de estabilidad el cual da la respuesta en el tiempo ante perturbaciones de mediana o gran magnitud a partir de una condición de operación específica.
- **Pequeñas Perturbaciones.** Para el análisis de pequeñas perturbaciones se utiliza el programa de análisis dinámico lineal en el cual se hace una representación lineal de los elementos en torno a una condición de operación específica. Mediante esta linealización se calculan los valores y vectores propios de la matriz característica que junto con los factores de participación de plantas permiten analizar el comportamiento dinámico de las oscilaciones. En caso de que estas sean poco o no amortiguadas se deberán revisar y recomendar los ajustes adecuados de los sistemas de control de unidades para lograr la estabilidad del sistema y como último recurso se deberán limitar las transferencias del sistema de transmisión. El CENACE podrá recomendar la instalación de estabilizadores de potencia a unidades generadoras que a la luz de los estudios sean requeridos, en cuyo caso será de carácter obligatorio y el propietario de la unidad generadora tendrá un plazo de seis meses para su instalación.
- **Cortocircuitos.** Adicionalmente mediante el programa de cortocircuito se analiza el comportamiento de voltajes y corrientes en el sistema de transmisión como resultado de la ocurrencia de fallas. Estos resultados se complementan con los de estabilidad y flujo de cargas para analizar el comportamiento de las protecciones y recomendar y revisar sus ajustes.
- **Transitorios.** Mediante el programa de transitorios electromagnéticos se chequearán el efecto que las maniobras puedan tener sobre los equipos de potencia, transformadores de medida y otros aspectos que puedan afectar la vida útil o el deterioro de los mismos.

4.2.6.1. Largo Plazo.

El objetivo es planear la operación eléctrica del sistema para un horizonte de un año con resolución estacional. El objetivo será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas, el CENACE hará un informe con periodicidad mínima de un año donde se deberán establecer los siguientes resultados:

- Identificar áreas eléctricas que se caractericen por tener un comportamiento homogéneo o coherente ante fallas.
- Diseño de esquemas de alivio de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.
- Determinación de reserva rodante de generación para regulación de frecuencia (RPF, RSF).
- Determinación de reserva fría.
- Voltajes de referencia u objetivo en las principales barras de cada una de las áreas eléctricas.
- Límites de transferencia por líneas o entre áreas eléctricas. Estos límites se determinarán teniendo en cuenta los esquemas y ajustes de las protecciones de los enlaces para evitar los eventos en cascada. Si el aumento de los límites es factible desde el punto de vista de las capacidades del sistema, las protecciones deberán ser ajustadas en consecuencia antes de aumentar los límites.
- Fijar políticas de operación de taps de transformadores.
- Generaciones mínimas de seguridad por área.
- Necesidades de compensación reactiva.
- Recomendaciones para entrada en operación de nuevas instalaciones de transmisión y generación.
- Medidas suplementarias. Las empresas de distribución que deseen cubrirse contra contingencias extremas deberán coordinar con el CENACE la realización de estudios orientados a buscar soluciones para preservar la mayor porción posible del sistema ante la ocurrencia de estos eventos. Después de realizados estos estudios y que el CENACE recomiende las medidas suplementarias del caso, será responsabilidad del agente la implementación de las mismas.

4.2.6.2. Mediano Plazo.

El objetivo es planear la operación eléctrica del sistema para un horizonte de una (1) semana por períodos de demanda (Punta, Media y Base). El objetivo será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos.

Mediante evaluaciones de estado estacionario se deberán observar los siguientes resultados:

- Voltajes de referencia u objetivo en las principales barras de cada una de las áreas eléctricas.
- Límites de transferencia por líneas o entre áreas eléctricas, siguiendo los mismos criterios del horizonte de largo plazo.
- Consignas de Operación.
- Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SNI.
- Estrategias para regulación de voltaje.

4.2.6.3. Corto Plazo.

El objetivo es planear la operación eléctrica del sistema para un horizonte de un (1) día por períodos de demanda (Punta, Media y Base). El objetivo será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos.

Mediante análisis de flujos de potencia se deberán observar los siguientes resultados:

- Estrategias para control de voltaje.
- Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario.
- Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SNI.

4.3. ELABORACION DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

4.3.1. Alcance.

El CENACE, previa la coordinación con los generadores, el transmisor, distribuidores y grandes consumidores, emitirá el programa de mantenimiento de las unidades de generación a ser despachadas centralmente y de la red de transmisión como resultado de los análisis eléctricos y energéticos y de las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de los equipos por mantenimiento.

4.3.2. Objetivos.

El CENACE efectuará la coordinación de los mantenimientos a fin de obtener las siguientes metas:

- Garantizar que existan la potencia y energía para satisfacer la demanda del SNI.
- Minimizar los costos de operación del SNI.
- Reducir el riesgo de vertimiento.
- Garantizar los niveles de reservas del SNI.

De acuerdo con las solicitudes de mantenimiento, el CENACE realizará la programación distribuyendo los mantenimientos de las unidades de generación en el horizonte de tal manera que la reserva sea mayor que el Margen de Reserva en las horas de máxima demanda y durante todo el horizonte del programa.

4.3.3. Margen de Reserva.

El Margen de reserva mínimo es la adición de:

- El mayor valor entre la unidad más grande del sistema y la potencia de importación comprometida mediante interconexiones internacionales; y,
- La cantidad de reserva fría que sea establecida para garantizar la operación segura y confiable del sistema.

4.3.4. Mantenimientos del Sistema de Transmisión.

La coordinación de los elementos de la red de transmisión se hace en concordancia con los programas de mantenimiento de generación utilizando los criterios y metodologías de planificación eléctrica.

El transmisor previamente coordinará el mantenimiento de sus instalaciones con los generadores, distribuidores y grandes consumidores que se afecten con los mismos.

4.3.5. Suspensión del Mantenimiento.

El CENACE podrá suspender la realización de mantenimientos cuando por razones de la confiabilidad o seguridad del sistema lo considere necesario. Cuando el programa resultante produce una reserva menor que el margen establecido, el CENACE retirará del programa los mantenimientos que sean necesarios para el cumplimiento del margen.

El CENACE dará prioridad a las solicitudes de mantenimiento en orden de recepción. Si la solicitud sufre una modificación se utilizará esta última fecha de recibo para la definición de la prioridad en la programación del mantenimiento.

4.3.6. Cumplimiento de Mantenimiento.

Los agentes del mercado deberán efectuar el mantenimiento programado cumpliendo estrictamente lo establecido en el programa definitivo comunicado por el CENACE. En caso de que la fecha de un mantenimiento, que resulte de la coordinación realizada por el CENACE, no sea factible posteriormente para el agente, éste deberá justificar ante el CENACE la posposición de dicho mantenimiento.

4.3.7. Programas de Mantenimiento Estacionales.

Antes del 1 de septiembre y del 1 de marzo, el Transmisor debe informar a los usuarios de su área de influencia el programa de mantenimiento previsto para el próximo Período Estacional, indicando también un programa tentativo para los siguientes 12 meses después de dicho semestre. Dichos usuarios contarán con 10 días corridos para analizarlo, informar sus objeciones y/o sugerir programaciones alternativas justificándolas en sus requerimientos. De surgir objeciones, el Transmisor debe reunirse con los correspondientes usuarios a más tardar el 15 de septiembre y 15 de marzo para acordar una programación satisfactoria para el conjunto.

Antes del 18 de septiembre y 18 de marzo de cada año el Transmisor debe enviar al CENACE su programa de mantenimiento para el período de estudio, incluyendo la estimación para los 12 meses posteriores a dicho semestre. De no haber llegado a un acuerdo con sus usuarios, debe enviar:

- El programa propuesto por el Transmisor
- Las objeciones de los usuarios;

- Las modificaciones propuestas por los usuarios y las objeciones del Transmisor.

4.3.8. Coordinación del Mantenimiento Estacional.

El CENACE debe analizar todos los pedidos de mantenimiento en conjunto, pudiendo sugerir modificaciones en función de su efecto sobre la operación programada, los precios previstos y especialmente sobre el riesgo de falla ya sea por falta de energía o de potencia. Para el Sistema de Transporte, si no hubo acuerdo con los usuarios del Área de influencia, el CENACE debe definir el programa más conveniente desde el punto de vista del despacho conjunto del MEM sobre la base de la información suministrada pero teniendo en cuenta las objeciones tanto de los usuarios como del Transmisor .

El CENACE debe reunir a los agentes Generadores, Transmisor, Distribuidores y Grandes Consumidores del MEM antes del 25 de septiembre y 25 de marzo de cada año para analizar posibles alternativas de mantenimiento, y coordinar y acordar un programa de mantenimiento que minimice el costo total de operación y riesgo de falla, dentro de las posibilidades de cada agente de modificar su programa original propuesto. En caso de no existir acuerdo entre las empresas del MEM respecto a la programación de los mantenimientos ésta será la que establezca el CENACE.

La reunión tendrá una duración máxima de dos días. Al comenzar la reunión el CENACE debe presentar un estudio incluyendo:

- el programa de mantenimiento propuesto por el CENACE;
- las modificaciones realizadas a los pedidos de mantenimiento informados por los agentes y su justificación;
- los resultados del programa propuesto (evolución de precios, riesgo de falla, evolución de la disponibilidad y reserva de potencia, etc.).

4.3.9. Modificación de los Programas Estacionales.

Los agentes cuyas solicitudes de mantenimiento hayan sido modificadas podrán objetar el cambio, justificándolo debidamente y proponiendo un programa alternativo teniendo en cuenta los inconvenientes detectados por el CENACE, o manteniendo el pedido original indicando el motivo de su reiteración. Si el motivo se basa en fechas inmodificables, el CENACE debe respetar las fechas de mantenimiento solicitadas. De lo contrario y de no llegar a un acuerdo, debe realizar la programación del período para las distintas alternativas de mantenimiento propuestas y analizar los costos resultantes. En el segundo día de reunión, el CENACE debe presentar el estudio realizado. De resultar menor el costo total de operación en el MEM para el mantenimiento solicitado por el agente, se adoptará su pedido. Si en cambio genera un sobre costo y no surge un acuerdo entre las partes, se adoptará automáticamente la propuesta del CENACE.

El programa acordado debe ser incorporado por el CENACE a la Base de Datos Estacional. El programa correspondiente al siguiente Período Estacional se denomina Mantenimiento Programado Estacional y el

correspondiente a los siguientes 12 meses posteriores a dicho período se denomina Mantenimiento Programado Tentativo.

A lo largo del Período Estacional, las empresas podrán solicitar modificaciones a su mantenimiento previsto en el Mantenimiento Programado Estacional. De tratarse de un Transportista solo podrá solicitarlo de contar previamente con el acuerdo de los usuarios de su Área de Influencia. El CENACE debe analizar cada pedido y sólo podrá aceptar si significa un aumento en el precio medio del trimestre menor del 5% respecto del Precio Estacional sancionado. Al finalizar cada mes debe informar a todos los agentes las modificaciones al Mantenimiento Programado Estacional.

4.4. PRECIOS DE GENERACION ESTABILIZADOS ESTACIONALMENTE.

4.4.1. Introducción.

De acuerdo con el Reglamento de tarifas, capítulo II, artículo 8 los Precios Referenciales de Generación Estabilizados Estacionalmente - (PRG), se calcularán como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo para los períodos estacionales: seco (octubre-marzo) y lluvioso (abril-septiembre).

4.4.2. Precio Estacional de la Energía.

El cálculo de los costos de cada período estacional: estiaje (octubre-marzo) y lluvioso (abril-septiembre),

El CENACE determinara los PRG, sobre la base de los resultados de la simulación de un año; y de acuerdo a la planificación operativa del sistema de generación, se determinan los despachos económicos por medio de la curva de duración mensual, la cual se define de acuerdo a las bandas horarias (punta, media y base) establecidas en el artículo 8 del reglamento de tarifas.

Para el cálculo se considera la red de transmisión.

Los costos de generación, son costos estabilizados sancionados en la Barra de Mercado por banda horaria de acuerdo a las unidades marginales.

El proceso de cálculo de los precios referenciales de generación ponderados se detalla a continuación:

- Costos promedios ponderados por banda horaria en el período:

$$C_{\text{ref-b-período}} = \frac{\sum E_{b,j} * C_{\text{ref-b-mes } j}}{\sum E_{b,j}}$$

donde:

$C_{\text{ref-b-mes } j}$ = Costo promedio ponderado de la banda horaria "b" en el mes j

$C_{\text{ref-b-período}}$ = Costo promedio ponderado de la banda horaria "b".

$\sum E_{b,j}$ = Energía correspondiente a la banda horaria b del mes j.

4.4.3. Consideraciones para el Cálculo.

Para el cálculo del componente de energía se considerará la aleatoriedad de los caudales de los ríos en los que se ubican las centrales hidroeléctricas, utilizando series sintéticas de caudales, o, la estadística histórica de los aportes.

Adicionalmente, como lo establece el reglamento los PRG deberán incluir los costos por restricciones que impiden la ejecución de un despacho de mínimo costo; es decir; incluye características de las unidades, límites de transmisión, mantenimientos de unidades, restricciones para mantener condiciones de calidad y confiabilidad de servicio tales como unidades forzadas, suministro de reactivo y otros que determine el CONELEC.

4.4.4. Sobrecosto Estacional por Riesgo de Energía no Suministrada.

En los programas de optimización y simulación de la operación del MEM, el Riesgo de Energía No Suministrada se modela, como generadores térmicos de alto costo, expresados cada uno como un porcentaje de la demanda que no se podrá abastecer por falta de generación; y cuyas características las define el CONELEC.

El Costo resultante de la Energía no Suministrada es determinado por el CONELEC, a través de estudios de valorización económico y social de la energía no abastecida.

4.5. PROGRAMACION SEMANAL.

4.5.1. Generalidades.

A continuación se detalla la metodología aplicada para la realización de la programación semanal, se establecen los requerimientos de información, descripción del modelo, plazos de entrega de la información, resultados y se establece las responsabilidades de los agentes del MEM así como del CENACE.

La programación semanal es un proceso de planificación en el corto plazo, abarca un horizonte de 168 horas. La oferta de generación compite en una barra de referencia conocida como "barra de mercado" la cual debe abastecer una demanda. Se considera el sistema de transmisión para calcular las pérdidas y de esta manera encontrar los factores de nodo, se toma en cuenta las restricciones de la red eléctrica. La PS busca la solución de mínimo costo de producción cumpliendo con los objetivos de operación: calidad, economía y seguridad.

En la Figura No. 1 se muestra el diagrama de flujo del proceso de la Programación Semanal.

4.5.2. Información para la base de datos Semanal: Determinación de la Oferta y Demanda de Potencia y Energía.

La oferta de generación y la demanda del sistema se determina como resultado de la suma de disponibilidad de potencia y energía presentados por los generadores y de las proyecciones de demanda enviadas por los distribuidores, grandes clientes y exportaciones o importaciones para la semana siguiente.

4.5.2.1. Oferta Hidroeléctrica.

Generadores Hidráulicos con capacidad de embalse.

Los generadores hidráulicos con capacidad de embalse deben presentar su oferta de generación indicando:

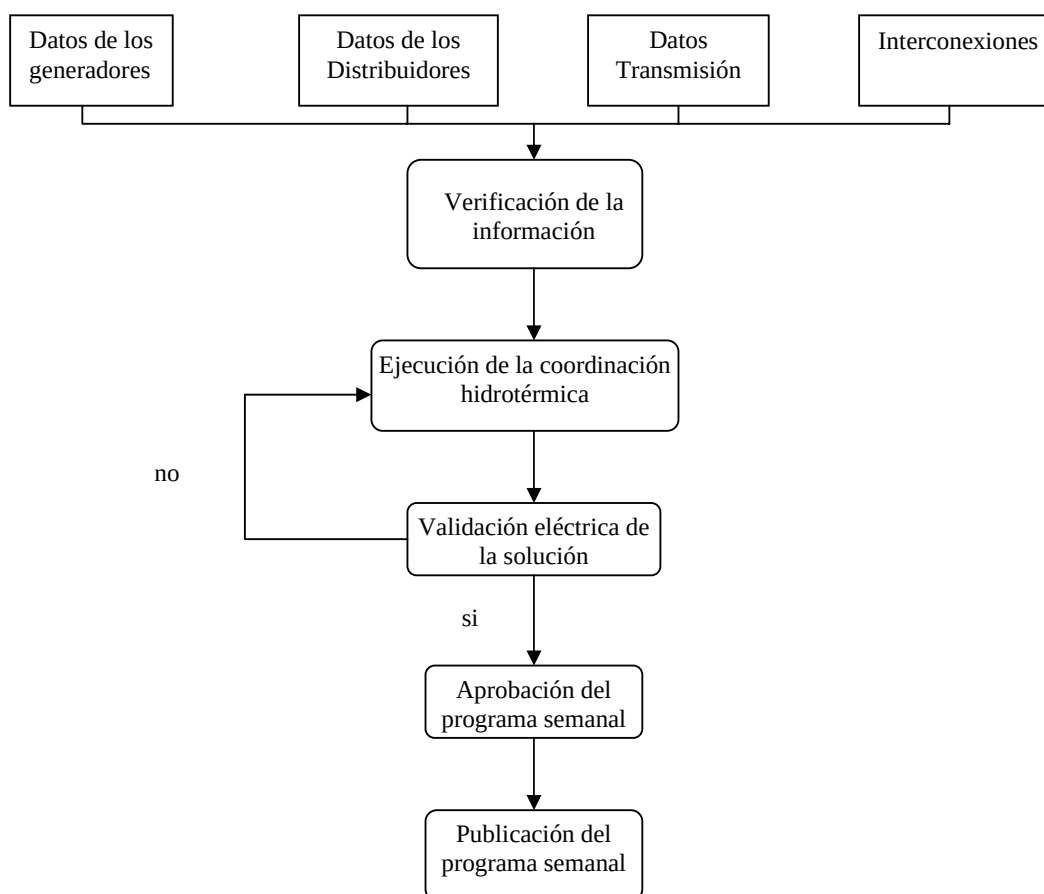


Fig. No. 1

- Programa semanal de mantenimiento con resolución horaria.
- Predicción de caudales en m³/seg. para cada día de la semana.
- Restricciones de aguas abajo, navegación, etc.

- Restricciones operativas: límites mínimo y máximo de generación de las unidades, número de horas mínimo de parada luego de lo cual se podrá ejecutar un nuevo arranque, tiempo de operación mínimo de la unidad, potencia efectiva descontando la reserva.
- Otras restricciones que deban ser tomadas en cuenta y que afecten a la programación semanal.

Generadores Hidráulicos de pasada.

Los generadores hidráulicos de pasada deben presentar su oferta de generación indicando el programa semanal con resolución horaria de generación, en la cual conste: potencia efectiva y margen de reserva.

4.5.2.2. Oferta Térmica.

Los generadores Térmicos deben presentar su oferta de generación indicando:

- Programa semanal de mantenimiento con resolución horaria.
- Disponibilidad de combustibles en galones.
- Restricciones operativas: Límites mínimo y máximo de generación de las unidades, número de horas mínimo después de parada luego de lo cual se podrá ejecutar un nuevo arranque, tiempo en horas de operación mínimo de la unidad, potencia neta efectiva.
- Otras restricciones que deban ser tomadas en cuenta y que afecten a la programación semanal, como Inflexibilidad de las unidades.

4.5.2.3. Determinación de la Demanda.

Para determinar la demanda, los distribuidores, grandes consumidores, así como los exportadores e importadores, deben enviar la siguiente información:

Demanda de los Distribuidores.

Los Distribuidores deben presentar sus demandas de potencia indicando:

- Proyección semanal de la demanda con resolución horaria en cada barra de recepción de las empresas distribuidoras.
- Requerimientos de generación forzada por seguridad de área, restricciones eléctricas o soporte de reactivos.

Demanda de los Grandes Consumidores.

Los Grandes Consumidores deben presentar sus demandas de potencia indicando la proyección semanal de la demanda con resolución horaria en cada barra de recepción.

Interconexiones Internacionales.

Programa semanal con resolución horaria de potencia importada o exportada.

4.5.2.4. Información del Transmisor.

El transmisor debe indicar las restricciones del sistema para la semana siguiente enviando la siguiente información:

- Programa semanal con resolución horaria del mantenimiento de líneas de transmisión, transformadores y Subestaciones.
- Restricciones Operativas: Límites de transferencia de las líneas de transmisión, capacidad de transformadores y soporte de reactivos.
- Ingreso en operación de nuevos elementos: Programa semanal con resolución horaria de operación.

4.5.3. De la Información.

4.5.3.1. Envío de la Información.

Los datos necesarios para la realización de la PS serán enviados máximo hasta las 10:00 del día jueves de cada semana mediante correo electrónico en archivos ASCII según los formatos establecidos por el CENACE, los mismos que pasarán a ser parte de la base de datos semanal. Los agentes del MEM deberán enviar al CENACE la información que abarque un horizonte de 168 horas en la cual especificarán la oferta de generación Hidráulica y Térmica, la demanda del sistema estimado por cada Distribuidor y Gran Consumidor, las restricciones del sistema de Transmisión y las importaciones o exportaciones.

4.5.3.2. Validación de la Información.

Toda la información enviada por los agentes del mercado para la programación semanal será validada por el CENACE, de encontrarse alguna discrepancia con esta información se solicitará al agente la justificación necesaria para resolver dicha discrepancia. Si el agente no puede justificar la información enviada se procederá a utilizar la mejor información disponible, se notificará del particular al agente afectado. Los datos faltantes serán asumidos por el CENACE sin derecho a reclamo por parte del agente que no suministró la información necesaria en los plazos establecidos.

El CENACE verificará la información con la finalidad de representar de la mejor manera el sistema eléctrico en la semana de análisis, garantizando de esta forma una programación de operación eficiente, económica y equitativa.

Las proyecciones de demanda diaria enviada por los Distribuidores serán validadas con la información estadística extraída del sistema SPIDER. Para los Grandes consumidores por su potencia instalada declarada.

El programa de generación de las centrales hidráulicas de pasada será validado con la generación real del día anterior a recibir la información y con la estadística de la semana anterior. Esta generación entra directamente en el despacho.

Los caudales pronosticados por los generadores con capacidad de embalse serán validados con la información real de la última semana, estadísticas históricas y pronósticos del INAMHI. El programa de mantenimiento será validado con el plan anual de operación, excepto en aquellas solicitudes de modificación de su disponibilidad debido a mantenimientos correctivos. Los datos de cota, volumen y productividad se los tomará de la última batimetría aprobada.

El programa de mantenimiento de las unidades térmicas será validado con el plan anual de operación, excepto en aquellas solicitudes de modificación de su disponibilidad debido a mantenimientos correctivos.

Los programas semanales de mantenimiento del sistema de transmisión serán validados con el plan anual de operación, excepto en aquellas solicitudes de modificación de su disponibilidad debido a mantenimientos correctivos.

4.5.4. Ejecución del Despacho Semanal.

El CENACE realizará la programación semanal utilizando transitoriamente un modelo de optimización descrito más adelante que represente adecuadamente los recursos energéticos y la red eléctrica del sistema.

El modelo realizará la optimización semanal con el criterio de mínimo costo de producción, sujeto a las restricciones operativas del sistema precautelando las condiciones de calidad y seguridad vigentes.

4.5.4.1. Descripción del Modelo.

Para realizar la PS se utilizará un programa de coordinación hidrotérmica. La figura 2 muestra un diagrama de bloques del programa para el despacho semanal.

Este programa resuelve el problema de programación lineal siguiente:

4.5.4.2. Función Objetivo.

Minimizar el costo de producción del sistema de potencia sujeto a las siguientes restricciones:

- Balance de energía.
- Restricciones de la red de transporte: topología, leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, límites en los transformadores, pérdidas, y restricciones de seguridad.
- Cuotas Energéticas: Cuotas asignadas para cada día de la semana como resultado del plan anual de operación discretizado

en semanas para aquellas plantas hidráulicas con regulación superior a un día

- Disponibilidad de generadores: Pmin, Pmax, margen de reserva en giro
- Inflexibilidades de las unidades de vapor

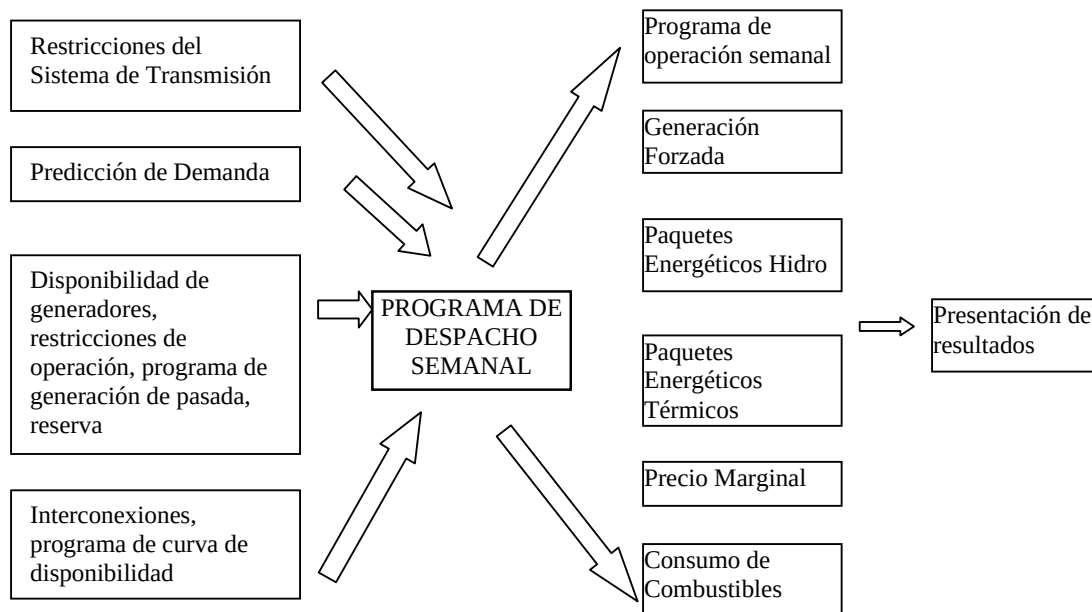


Fig. No. 2

Si durante la ejecución del despacho semanal no se puede encontrar una solución al problema de optimización planteado satisfaciendo todas las restricciones entonces se procederá a relajar las restricciones en una secuencia ordenada por prioridad hasta alcanzar una solución, la misma que deberá ser notificada a los agentes que se vean afectados por esta alternativa.

La solución, así encontrada deberá ser validada por el área de estudios eléctricos, la misma que determinará la generación forzada necesaria para garantizar condiciones de operación adecuadas así como los márgenes de reserva requeridos para seguridad del sistema. Esta validación se la efectuará mediante simulaciones que representen la red eléctrica de la misma manera que en el programa de coordinación hidrotérmica mediante la utilización del programa PSS.

La frecuencia de realización del despacho semanal es de una vez por semana con reajuste diario en caso de haber desviaciones en el transcurso de la semana.

4.5.5. Determinación de la Reserva Adicional de Potencia.

Si de la semana en análisis se establece requerimientos adicionales de reserva ésta será licitada por el CENACE, sobre la base del procedimiento establecido por este.

4.5.6. Resultados de la Programación Semanal.

Los Resultados de la Programación semanal incluyen los siguientes aspectos:

- Trayectoria y asignación de cuotas diarias de energía para los embalses.
- Horarios y producción de unidades térmicas.
- Proyección de precios horarios de Mercado ponderados para cada día de la semana por banda horaria.
- Estimación del consumo de combustible.
- Requerimientos de generación forzada.
- Aprobación de los planes de mantenimiento de unidades generadoras y sistema de transmisión.
- Requerimientos de Reserva Adicional de Potencia.
- Reporte a los agentes de todas las restricciones del sistema.
- Curva de carga horaria del sistema para la semana siguiente.
- Previsiones de restricciones en el suministro de energía para la siguiente semana.
- Plan de corte por falta de generación o restricciones del sistema.

4.5.7. Responsabilidades.

4.5.7.1. De los Agentes.

Los agentes tienen el compromiso de suministrar al CENACE en "tiempo y forma", la información necesaria para realizar una correcta programación de la operación de la siguiente semana, manteniendo las condiciones óptimas de desempeño. Por lo tanto los agentes se comprometen a entregar al CENACE información fidedigna de acuerdo a los procedimientos establecidos en la sección 4.5.3. de esta Regulación, hasta antes de las 10:00 horas del día jueves de cada semana.

4.5.7.2. Responsabilidad del CENACE.

El CENACE es responsable de la administración y presentación de los resultados del despacho semanal, en concordancia con los requerimientos de los agentes del MEM. Los resultados son publicados en una página WEB perteneciente al CENACE y a la cual tienen libre acceso todos los agentes del MEM.

El CENACE mantendrá actualizados los modelos matemáticos para la PS, la base de datos semanal, el Catálogo de Centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse, el catálogo de las centrales hidráulicas de pasada, el catálogo de las centrales térmicas, el catálogo de las empresas distribuidoras y el catálogo de la red de transmisión.

El CENACE es el responsable de revisar los resultados obtenidos para la programación semanal ejecutando las siguientes verificaciones:

1. Márgenes de reserva adecuados del sistema según lo establecido en estos Procedimientos.
2. Validación eléctrica del programa semanal.
3. Monitoreo del status de la solución, con el propósito de corregir los desvíos que se presenten.

El CENACE publicará la programación semanal máximo hasta las 12:00 horas del día martes de cada semana en la página WEB.

4.6. PROGRAMACION DIARIA.

4.6.1. Despacho Horario.

Es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación de los recursos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) despachados centralmente; y, de las transferencias por las interconexiones internacionales.

El Despacho Horario se fundamenta en el criterio de operación a mínimo costo total de producción, en la barra de mercado.

El CENACE tiene a su cargo la responsabilidad de efectuar el cálculo del despacho horario de generación e informarlo a los agentes del MEM.

4.6.2. Información Diaria.

Todos los días, hasta las 10:00 horas los agentes del MEM deberán suministrar al CENACE, a través de medios electrónicos, la información necesaria para realizar el despacho horario de generación del día siguiente.

Todos los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista quedan obligados a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para el funcionamiento del sistema.

La información diaria requerida para efectuar el despacho horario es la siguiente:

4.6.2.1. Demandas.

Las empresas distribuidoras y grandes consumidores, deben suministrar diariamente al Centro Nacional de Control de Energía - CENACE- la curva de carga diaria de su mercado con resolución horaria, de acuerdo a los formatos establecidos para el efecto.

Será responsabilidad del Centro Nacional de Control de Energía - CENACE- validar la información recibida, completar los datos faltantes y/o modificar los datos erróneos.

4.6.2.2. Centrales con Embalse.

Las empresas de generación, propietarias de centrales hidráulicas con embalse deben informar diariamente al CENACE, hasta las 10:00 horas de cada día, los siguientes datos para cada embalse:

- Nivel del embalse a las 06:00 horas del día en curso, especificando la cota leída en el embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y los millones de metros cúbicos (Mm³) almacenados, correspondientes a esa cota.
- El agua turbinada por la central en el día anterior expresada en millones de m³.
- El agua total vertida por el embalse en el día anterior expresada en millones de m³.
- El promedio de aportes al embalse del día anterior expresados en metros cúbicos por segundo (m³/seg.).
- Las previsiones de caudales de aporte para las próximas veinticuatro horas en metros cúbicos por segundo.
- Mantenimientos, indisponibilidades y restricciones previstas para el día siguiente tanto en el sistema hidráulico asociado al embalse como de las unidades de generación, que puedan afectar la operación de la central. Se debe especificar el período de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

4.6.2.3. Centrales de Pasada.

Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas asociadas a embalses con regulación igual o menor a un día, deben proporcionar diariamente al CENACE, hasta las 10:00 horas de cada día, la curva de generación horaria prevista para el día siguiente y la correspondiente reserva rodante horaria.

La anterior información debe ser enviada al CENACE de acuerdo al formato establecido para tal propósito.

Mantenimientos, indisponibilidades y restricciones previstas para el día siguiente que puedan afectar la operación de la central. Se debe especificar el período de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

Si a las 10:00 horas el CENACE no ha recibido la declaración de generación de uno o más generadores o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las declaraciones que se presentaron para cada unidad de generación o central, el día anterior a la misma hora.

4.6.2.4. Centrales Térmicas e Interconexiones Internacionales.

Las empresas generadoras propietarias de unidades térmicas, deben declarar diariamente al CENACE, hasta las 10:00 horas, la disponibilidad de potencia prevista para el día siguiente, a nivel horario para cada unidad generadora o interconexión internacional.

Si a las 10:00 horas el CENACE no ha recibido la declaración de disponibilidad de uno o más generadores o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las declaraciones que se presentaron para cada unidad de generación el día anterior a la misma hora.

Mantenimientos, indisponibilidades y restricciones previstas para el día siguiente que puedan afectar la operación de la unidad. Se debe especificar el período de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

4.6.2.5. Disponibilidad de las redes de Transmisión.

Las empresas transportadoras de energía deben suministrar la siguiente información al CENACE diariamente hasta las 10:00 horas:

- Mantenimientos de equipos del Sistema de Transmisión, que hayan sido coordinados previamente con los grandes consumidores o con los distribuidores, según sea el caso y por último con el CENACE.
- Deben reportar las indisponibilidades de equipos por mantenimientos correctivos no programados, especificando el período de las desconexiones o el estimativo de la carga a desconectar expresado en valores enteros en MW.
- Disponibilidad de los equipos de compensación inductiva o reactiva.
- Restricciones que deban ser consideradas en el despacho económico diario.

4.6.2.6. Fuentes Renovables no Convencionales de Energía.

Las empresas de generación propietarias de las unidades de generación con recursos energéticos renovables no convencionales de energía, deben proporcionar diariamente al CENACE, hasta las 10:00 horas de cada día, la generación horaria esperada para el día siguiente.

La anterior información debe ser enviada al CENACE de acuerdo al formato establecido para tal propósito.

Se deberán declarar mantenimientos, indisponibilidades y restricciones previstas para el día siguiente que puedan afectar su operación, especificando los períodos correspondientes.

Si a las 10:00 horas el CENACE no ha recibido la declaración de generación o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá la mejor información disponible.

4.6.2.7. Reserva Adicional de Potencia.

La reserva adicional de potencia determinada en la programación semanal, deberá ser considerada en el cálculo del despacho diario.

4.6.2.8. Otra Información.

Información adicional requerida para realizar el despacho económico es la siguiente:

- Resultados del plan operativo eléctrico de corto plazo, representados por las generaciones mínimas por seguridad, generación por requerimientos de reactivos y límites de transferencias por líneas de la red de transmisión de alta tensión, modificación de taps, etc.
- Programa horario de Generación de unidades o centrales en pruebas u operación experimental. (MW).
- Bloques de la energía asignada para generación diaria de las centrales con embalse, resultado de la programación semanal.

4.6.3. Modelo de Despacho.

De acuerdo al artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación, para realizar el Despacho Económico horario, el CENACE debe utilizar modelos de optimización de la operación que calculen el despacho minimizando el costo total de operación, calculado como el costo de producción, más el costo de la energía no suministrada.

El modelo empleado debe permitir:

- Representar la configuración de la red de transmisión con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones y mantenimientos que afecten el despacho horario, garantizar que el despacho es realizable y que se ajusta a las restricciones de transmisión y operación vigentes.
- Representar cada unidad del parque térmico y fuentes no convencionales de energía, con sus correspondientes costos variables, consumos propios, margen de reserva ; y, las restricciones horarias declaradas para las unidades.
- Representar el tiempo mínimo que debe transcurrir entre la parada y arranque de las unidades de generación , y los costos de arranque y parada de máquinas de vapor.
- Representar los tiempos mínimos y máximos de operación de las unidades térmicas y centrales hidráulicas, mantenimientos y restricciones declaradas.
- Representar los requerimientos de reserva rodante para mantener la operatividad del sistema eléctrico y los requerimientos de capacidad de reserva fría de respuesta rápida ante contingencias;
- Representar distintos tipos centrales hidroeléctricas (de pasada, con capacidad de embalse, centrales encadenadas y la influencia entre ellas, centrales de bombeo, etc.), la variación de la eficiencia con respecto al nivel de los embalses y/o altura de caída, los niveles mínimos y máximos de los embalses y las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico;
- Representar las solicitudes de exportación como demanda adicional y requerimientos de importación como generación disponible, en los puntos de interconexión.

Los resultados del modelo deben permitir:

- Calcular el déficit de abastecimiento de la demanda.
- Calcular los flujos de potencia y pérdidas de la red.
- Determinar los precios marginales; así como, la central hidráulica o unidad térmica marginal horaria, precios de mercado, precios de nodo y factores de nodo horarios.
- Determinar las reservas rodante y fría, para las condiciones de confiabilidad y/o seguridad del sistema establecidos.
- Determinar el Programa de generación horario de las unidades de generación térmica, centrales hidráulicas y fuentes no convencionales de energía.

4.6.4. Determinación de los Precios Horarios de Mercado.

El Reglamento para el Funcionamiento del MEM, en el capítulo III, artículos 13 y 20, establece la metodología para definir la central o unidad marginal.

La determinación de la unidad térmica o central hidráulica que en condiciones de despacho económico atiende un incremento de carga; es decir la unidad marginal que determina los precios en la barra de mercado, se realizará mediante un despacho económico en el cual se excluyen del cálculo las restricciones de transmisión, generación forzada por motivos de calidad de servicio y otros que no se deban exclusivamente al cubrimiento de la demanda.

El Despacho sin restricciones deberá considerar las características técnicas operativas de las unidades, indisponibilidades y mantenimientos de generación y transmisión; y, condiciones operativas inherentes al cálculo del despacho económico.

Las unidades de generación programadas por seguridad y/o confiabilidad del sistema, no deberán ser consideradas en el cálculo del despacho económico sin restricciones.

Las pérdidas en la red, deberán ser consideradas en el cálculo del despacho económico sin restricciones.

El precio horario de la energía en la barra de mercado, es igual al costo variable de producción mas alto de las centrales o unidades de generación requeridas en el despacho sin restricciones en la hora respectiva y que no presenten inflexibilidad, trasladado a la barra de mercado.

Las restricciones de la red de transmisión, generación forzada por calidad de servicio y generación forzada por otros motivos, se incorporarán posteriormente en el despacho económico de generación, sin alterar por estos motivos los precios en la barra de mercado establecidos en el despacho económico sin restricciones.

4.6.5. Despacho Económico de Generación.

El Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, en el capítulo II, artículo 8, determina la metodología para el cálculo del despacho económico de generación. El despacho diario es realizado todos los días por el CENACE.

Con el modelo aprobado por el CONELEC, para cada una de las horas del día el CENACE calcula el programa horario de generación de tal forma que se cubra la demanda esperada con los recursos de generación disponibles más económicos, cumpliendo las restricciones técnicas y eléctricas de las unidades térmicas, centrales hidráulicas de generación, restricciones de la red de transmisión; y, la asignación de las reservas de generación de acuerdo a los márgenes de calidad y confiabilidad establecidos.

Como consecuencia de la incorporación de unidades que atienden en general restricciones en el sistema, unidades más económicas programadas en el despacho económico sin restricciones, pueden resultar desplazadas del despacho económico de generación, sin ser aquella causa para la modificación de los precios establecidos en la barra de mercado.

4.6.5.1. Envío de la Programación Diaria.

Hasta las 14:00 horas del día, el CENACE publicará los resultados del predespacho. Los mismos representarán un compromiso por parte del CENACE de respetar en la operación la programación resultante, salvo apartamientos respecto a las condiciones previstas, pero además supondrán por parte de los Generadores un compromiso de cumplir los programas indicados.

La información se proporcionará por medios electrónicos e incluirá la siguiente información:

- El despacho horario de las unidades térmicas y centrales hidráulicas.
- El costo marginal horario previsto en el Despacho Económico sin restricciones.
- El despacho de racionamientos o desconexiones de demanda previstos en caso de déficit en el abastecimiento.

4.6.5.2. Despacho de Racionamientos.

El déficit se distribuirá entre las Empresas Distribuidoras del MEM y Grandes Consumidores, en proporción a su demanda.

4.7. DETERMINACION DE LA RESERVA DE GENERACION.

4.7.1. Reserva Rodante.

La disponibilidad de generación de potencia del parque generador del S.N.I. debe:

- Cubrir la demanda horaria y las pérdidas de transmisión y distribución.
- Incluir un nivel de reserva rodante de potencia para regulación de frecuencia y un nivel de reserva rodante para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.
- Incluir un nivel de reserva fría en máquinas listas a entrar en servicio para cubrir los desvíos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

La reserva rodante operativa será cubierta con máquinas de respuesta rápida que están generando por despacho, principalmente con las máquinas hidráulicas que tengan reserva rodante disponible.

Hasta el 10 de marzo y 10 de septiembre de cada año, el CENACE debe enviar los estudios estacionales sobre reserva rodante y reserva fría al CONELEC y a los Generadores, quienes contarán con 5 días laborables para informar sus observaciones. De no responder dentro de este plazo, el CENACE debe considerar que ha sido aceptada su propuesta.

4.7.2. Reserva Rodante para Regulación de Frecuencia.

4.7.2.1. Introducción.

Para definir la calidad del desempeño del S.N.I. ante desbalances instantáneos de corta duración entre oferta y demanda, el CENACE debe presentar, como parte de la Programación Estacional, resultados de estudios que permitan comparar el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud, con el costo de la energía no suministrada por no contar con la reserva suficiente para enfrentarlos.

El CENACE determinará la reserva de potencia rodante, en función de la disponibilidad de las máquinas, la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio y/o por desviaciones de la demanda. Cuanto mayor sea la reserva rodante destinada para la regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto al despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia, mayor será el costo de operación pero menor el costo derivado de la falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.

Con base en los resultados obtenidos para el periodo estacional en análisis, el CENACE determinará la curva que relaciona los distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo correspondiente, calculado como el incremento en el costo de operación más el costo de la energía no suministrada. El óptimo será aquel en que el costo total, que es igual a la suma del costo adicional de operación más el costo por la interrupción intempestiva probable, resulte mínimo.

Sobre la base de lo establecido en el artículo 17 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, el CENACE presentará un informe en el que se establezca el nivel de reserva rodante operativa para cada Período Estacional.

4.7.2.2. Objetivo.

Determinar los porcentajes óptimos de reserva para la 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.

4.7.2.3. Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

La reglamentación establece que el porcentaje óptimo de reserva requerido para la RPF será definido estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria.

Se analizará la distribución óptima de RPF por zonas y de acuerdo a la capacidad de las unidades, a la respuesta con los reguladores de velocidad abiertos y con el limitador sobre el 100 %.

Los porcentajes de regulación primaria de frecuencia serán determinados para los períodos estacionales seco y lluvioso, sobre la base del análisis con costos marginales de generación, y considerando el costo de energía no servida suministrado por el CONELEC.

Se determina como valor óptimo de regulación primaria de frecuencia, al porcentaje de regulación que permite alcanzar el mínimo costo correspondiente al sumatorio de:

- (a) Sobrecostos de operación
- (b) Costo de la energía no servida por variación de la demanda
- (c) Costo de la energía no servida por pérdida de oferta (generación)

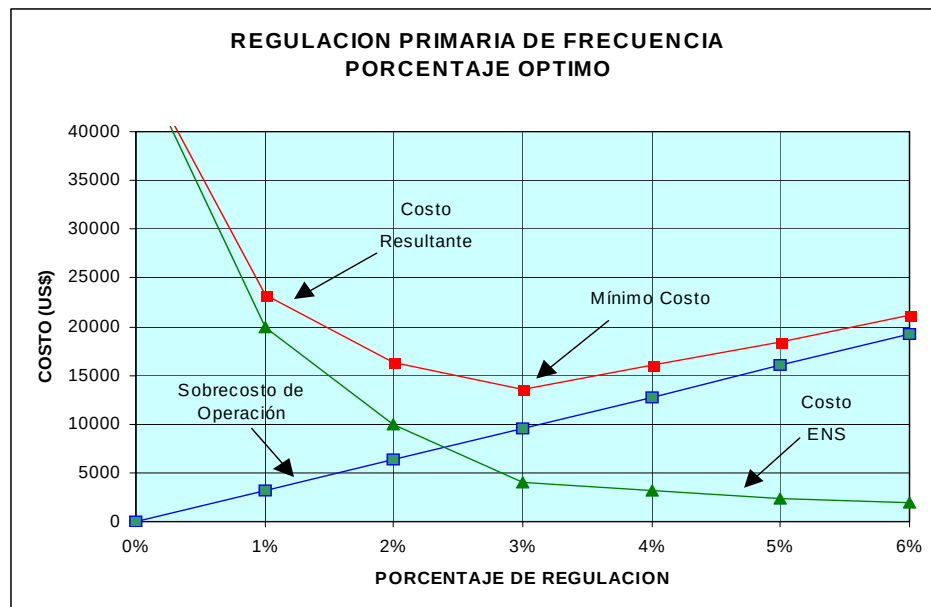


Fig. No. 3

a. Sobrecostos de operación.

Con la finalidad de cubrir la demanda de potencia con sus respectivos valores de reserva (en %), se modifica el despacho económico preestablecido, ingresando nuevas unidades de generación en forma ascendente de acuerdo con su costo variable de operación.

b. Costo de la energía no servida por variación de la demanda.

Para determinar la energía no servida por variación de la demanda, se compara en forma horaria las potencias que fueron programadas en los predespachos con las potencias reales ocurridas durante todos los días de los correspondientes períodos estacionales del año anterior al del año de estudio.

Si la energía efectivamente despachada es mayor que la energía programada, implica que, de no contarse con una adecuada reserva de generación, se presentaría un déficit en el suministro (energía no servida), el mismo que será cada vez menor en la medida en que se disponga de una mayor reserva de generación.

Estos déficits horarios de potencia, expresados en porcentaje con relación a la potencia realmente despachada, y considerando la potencia proyectada para cada uno de los períodos estacionales en estudio, definirán los déficits de potencia esperados para cada hora de dichos períodos, cuya sumatoria dará como resultado la energía no servida en cada uno de ellos.

Aquella energía que continúa sin ser atendida luego de irse cubriendo parcialmente con cada uno de los valores de reserva (en %), se valora con el costo de la energía no servida.

c. Costo de energía no servida por pérdida de oferta (salida de generación).

La energía no servida por pérdida de oferta se la determina a partir de:

- Simulaciones dinámicas con salidas forzadas de generación para condiciones de demandas punta, media y base, y en cada una de las cuales se determina los valores de carga que, por baja frecuencia, deben ser desconectadas para alcanzar una frecuencia objetivo de 59.5 Hz. luego de transcurridos 20 segundos de la ocurrencia de la falla.
- Se consideran como contingencias la desconexión de bloques representativos de generación.
- Análisis de las estadísticas de falla de los últimos años, tanto de generación como de salida de líneas de transmisión que acarrearán pérdida de generación, con la finalidad de cuantificar el tiempo de falla de las contingencias indicadas durante los períodos estacionales seco y lluvioso, así como establecer el índice de fallas de cada uno de los elementos de generación y transmisión.

4.7.2.4. Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Una vez que ha actuado la regulación primaria, que es la primera línea de defensa que contrarresta los efectos de un disturbio que causa una variación de la frecuencia, debe intervenir la regulación secundaria de frecuencia a partir de los 20-30 segundos después de haberse producido la contingencia.

La metodología utilizada para determinar la regulación secundaria de frecuencia, consiste en realizar simulaciones dinámicas considerando un despacho de generación que incluya el porcentaje óptimo de reserva regulante, provocando luego una contingencia de pérdida de generación que conlleve una disminución de la frecuencia del sistema. La frecuencia se logra recuperar al valor objetivo de 59.5 Hz luego de 20 segundos de simulación, mediante la actuación de la RPF y la desconexión de carga por baja frecuencia.

Se deberá establecer un valor diario ponderado de reserva para regulación secundaria de frecuencia para las estaciones de estiaje y lluviosa.

La reserva correspondiente a la regulación secundaria de frecuencia se deberá repartir entre todas las unidades habilitadas para este fin, una vez que dispongan del equipamiento necesario, mientras tanto, se continuará realizando la regulación secundaria únicamente desde la Central Hidroeléctrica Paute.

4.7.2.5. Información requerida sobre Sistemas de Regulación de velocidad, potencia y frecuencia.

A solicitud del CENACE, el Generador deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia y frecuencia.

El Generador debe cumplir con los requisitos sobre el funcionamiento de los sistemas de control propios de las unidades generadoras. En particular los requerimientos técnicos se refieren al regulador primario de velocidad o de frecuencia; sistemas de control conjunto o de generación; componentes de las centrales que interactúan con los mecanismos de regulación de potencia y frecuencia (turbinas, calderas, etc.) así como automatismos y protecciones asociados a los mismos.

La información suministrada debe poseer una consistencia tal que permita reproducir mediante programas de simulación dinámica, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del sistema de control, como ser: posiciones de válvulas y potencia mecánica ante ensayos de rechazo de carga (por ejemplo al 100% y 60% de la potencia nominal), y/o ensayos de tomas de carga al variar

en forma de escalón o de rampa las consignas de potencia y frecuencia.

En particular para cada grupo generador se debe adicionar al diagrama de bloques del lazo de regulación de velocidad una planilla destacando los datos que se indican a continuación, sin perjuicio de que el CENACE solicite información adicional:

- Identificación (número de máquina, potencia nominal y efectiva).
- Características del regulador (marca, control PI o PID, hidráulico, electrohidráulico, etc.).
- Banda muerta (rango de ajuste, calibración actual).
- Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual).
- Compensaciones dinámicas (amortiguamientos)

Hidráulicas:

Estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración actual)

Constante de Tiempo del Estatismo Transitorio, ó

Constantes proporcional, integral y derivativa del compensador directo (KP, KI y KD)

Térmicas:

En caso de poseer compensaciones dinámicas, función transferencia con todos los parámetros.

- Variador de velocidad/consignador (tipo: potenciómetro motorizado, consignador estático, etc.)
- Gradiente de toma de carga (MW/minuto)
- Tiempo de lanzamiento (de acuerdo a ensayo).
- Tiempo de establecimiento (tiempo necesario para ingresar en la banda de +10% del valor final deseado).
- Características de la turbina

Hidráulica: parámetro T_w ensayado;

Térmica: modelo simplificado indicando constante de tiempo de la etapa de Alta

Presión, del recalentador y porcentajes de potencia producida en cada etapa.

- Modelo simplificado de la caldera incluyendo constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados, modelo del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
- Características del limitador de carga.
- Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, resonancias, etc.)
- Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, banda muerta, etc.).
- En el caso de que la central posea un sistema de control conjunto automático de generación y/o regulación secundaria de frecuencia se debe proveer su diagrama funcional con los parámetros correspondientes, indicando el rango de ajuste de aquellos calibrables.
- Los resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad del grupo, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control

incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (fast valving).

Con esta información, el CENACE conformará una base de datos que utilizará para el despacho de la capacidad regulante del MEM.

4.7.2.6. Requisitos Generales.

a. Requisitos de rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores.

Los rangos de frecuencia admisibles de operación del grupo serán:

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 57,5 Hz y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 10 seg. entre 57,5 y 58 Hz, y entre 61,5 y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 20 seg. entre 58 y 59 Hz, y entre 61 y 61,5 Hz.
- Sin límite de tiempo entre 59 y 61 Hz.

b. Requisitos para participar en la RPF del SNI.

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1% (+/-0,025 Hz).
- Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del +/-10% del valor final) del lazo de regulación de velocidad del orden de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas. De ser mayores a estos valores quedará a criterio del CENACE su aceptación y la aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el despacho de RPF.
- Adicionalmente el generador debe determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible sin que el mismo afecte a la estabilidad del sistema ni produzca deterioro permanente en sus propias instalaciones. El CENACE podrá disponer los ajustes de los reguladores dentro de los rangos admisibles, en función de estudios previos y a los efectos de asegurar la estabilidad del sistema.
- Operar en RPF, sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de referencia en operación normal (habitualmente 60 Hz), +/- 0,15 Hz.

c. Requisitos para participar en la RSF del SNI.

Un grupo de centrales, pertenecientes a uno o más Generadores que estén habilitadas para RSF, podrán participar en forma conjunta en dicha regulación si cuentan con un Control conjunto automático de generación (CCAG) habilitado.

En el caso de una central, hasta tanto el grupo de unidades generadoras designados dispongan del equipamiento necesario para

realizar la RSF en forma centralizada automática, o a través de un (CCAG) y/o regulación secundaria, esta se realizará en forma centralizada y manual de acuerdo a las pautas siguientes:

- El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un registrador de frecuencia, de lectura directa en el que se hallen señalados los niveles de los Límites de Ajuste Inferior (LAI) y Límite de Ajuste Superior (LAS), límites máximos en los cuales debe comenzar a actuar, y los niveles de Límite Inferior (LI) y Límite Superior (LS) que conforman la banda de variación de la Frecuencia. Esta banda no se debe superar en condiciones normales.
- El operador que efectúa la RSF deberá disponer de un indicador o registrador en el que se visualice el valor total de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras bajo su control y deberá estar informado de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente su cometido.

Es condición necesaria para poder realizar la RSF que la/s central/es cumpla/n con todos los requisitos exigidos para aquellas habilitadas para participar en la RPF.

Adicionalmente, se recomienda que se solicite a todos los generadores participantes en el MEM, que realicen las pruebas de respuesta dinámica de todas sus unidades de generación, con el objeto de poder verificar si su participación en la regulación primaria de frecuencia es la adecuada.

4.7.3. Reserva Fría.

La reserva fría es la parte de la reserva no rodante (hidráulica o térmica) que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos, que se encuentran dentro de una lista de mérito, para cubrir el déficit de reserva de generación ocasionado por diversas contingencias que se produjeran en el sistema.

El monto de reserva fría se determinará sobre la base de un estudio de confiabilidad, mientras tanto para el caso del SNI se ha determinado técnicamente que el valor máximo de reserva fría debe ser igual a la unidad de generación de mayor potencia despachada, previniendo de esta manera la probable pérdida de la mayor generación del sistema.

Es importante clasificar la reserva fría en:

Reserva fría por potencia: para control de sobrecargas en elementos de la red para restitución de calidad del servicio.

Reserva fría por energía: para cubrir desvíos prolongados de demanda y oferta.

Si el sistema dispone de una RPF y RSF, listas para solventar eventuales contingencias, ante la salida forzada de un bloque de generación se tiene la siguiente secuencia de operación:

- i. Actuación inmediata de la RPF. Si la salida de generación es mayor que la reserva correspondiente a la RPF, actuará el esquema de alivio de carga (EAC), puesto que la RPF no es suficiente para mantener el equilibrio carga - generación y la frecuencia caerá a un valor menor al umbral de 59.2 Hz.
- ii. Actuación de la RSF después de unos 20 a 30 segundos, la cual tratará de eliminar la desviación de frecuencia y de retornar a sus valores iniciales de operación a todas las máquinas que actuaron para la regulación primaria.
- iii. Si la RPF no ha sido recuperada, ingresarán las máquinas que previamente fueron consideradas como reserva fría, con la finalidad de retornar a las condiciones previas de la falla.

4.8. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.

Los sistemas eléctricos, ante perturbaciones que provocan un fuerte desequilibrio entre oferta y demanda debido a un déficit imprevisto de generación o a fallas en la red de transmisión que ocasionan la caída de la frecuencia con riesgo de pérdida del sincronismo en todo el Sistema Nacional Interconectado (SNI) o en un área en particular, requieren la recuperación del equilibrio oferta - demanda mediante la implantación de un Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia.

El CENACE mediante estudios dinámicos, deberá determinar para el SNI el número de pasos a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada paso y la temporización correspondiente. Antes del 10 de marzo y 10 de septiembre de cada año el CENACE enviará a los distribuidores, grandes consumidores y al Transmisor, el estudio de Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia para la estación lluviosa y para la estación de estiaje quienes contarán con 5 días laborables para informar sus observaciones.

El esquema se diseñará de acuerdo con los siguientes criterios:

- En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no deben operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral del primer paso del EAC (59.2 Hz).
- Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.
- A partir de los EAC obtenidos para el SNI, se recomienda el diseño e implantación de los EAC por los distribuidores y grandes consumidores del MEM. Los distribuidores deberán instalar los relés de frecuencia que desconecten, en

bloques, parte de sus cargas cuando la frecuencia del SNI varíe fuera de los límites permitidos.

- El manejo y distribución de la carga a desconectar serán efectuados por cada distribuidor y gran consumidor, de tal forma que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados.
- Cada distribuidor, dentro de su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en los diferentes pasos de desconexión de carga, excluyendo en lo posible a los grandes consumidores y/o cargas muy importantes, sin comprometer la seguridad del sistema.
- Cuando el EAC nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que a pesar de ser malladas, se prevé su aislamiento del SNI, las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento.
- Cuando se vaya implementando el EAC, los distribuidores y grandes consumidores deberán informar al CENACE los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).
- El CENACE especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.
- En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil.
- El EAC se deberá determinar tanto para la estación de estiaje como para la estación, bajo condiciones de demandas punta, media y base, a partir despachos óptimos de generación que incluyan la reserva regulante.
- Establecer un margen básico de baja frecuencia para contingencias comunes, bajo el cual habrá un margen de baja frecuencia con desconexiones de gran magnitud para contingencias imprevisibles, para lo cual se definirá los tipos de contingencias de generación, de acuerdo a la magnitud de potencia de la salida de generación, descontando las que puedan ser superadas con la reserva de generación definida para la RPF, las cuales van a determinar los pasos de baja frecuencia y porcentajes de desconexión del EAC.
- Las desconexiones de los pasos de EAC deben ser, en lo posible, mayores a menores valores de baja frecuencia.
- Después de 10 segundos de ocurrido el evento, la frecuencia del sistema debe encontrarse por encima del umbral del primer paso del EAC (59.2 Hz).
- Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar durante las contingencias, evitando al máximo provocar frecuencias superiores a los 60 Hz, después de superado el evento.
- Los pasos de baja frecuencia del EAC deben tener iguales porcentajes de corte y tiempos de actuación para todos los distribuidores y grandes consumidores del MEM.
- Las simulaciones dinámicas para definir el EAC por baja frecuencia, se deberán realizar utilizando relés de ajuste de frecuencia constante y relés de derivada.
- Determinar la validez de la frecuencia umbral de 59.2 Hz para el primer paso de baja frecuencia.
- Analizar la operación distribuida de las unidades de la fase AB y de la fase C de la central Paute en cada una de las secciones de las barras del patio de 230 kV de la subestación Molino, con la finalidad de que ante la ocurrencia de una falla en una de esas barras, se produzca la salida forzada del mínimo número de unidades de la central.

4.9. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE.

En aquellas áreas del sistema que se puedan presentar grandes desbalances de demanda - generación, sin quedar aisladas del resto del sistema y donde se presenten grandes depresiones del voltaje sin que se vea afectada significativamente la frecuencia, el Transmisor deberá implementar un esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje.

4.10. ESQUEMA DE DISPARO AUTOMATICO DE GENERACION.

El CENACE determinará el EAC y la desconexión automática de unidades generadoras para casos de disparos de líneas de 230 kV que signifiquen pérdidas de estabilidad del sistema o colapsos parciales. En el caso actual se aplica a las unidades de la Central Hidroeléctrica Paute ante la salida de dos circuitos de las líneas de 230 kV Paute - Pascuales o Paute Milagro, así como también los ajustes de los relés de sobrevoltaje que desconectan los circuitos #1 de las líneas de 230 kV del anillo troncal del Sistema Nacional de Transmisión.

4.11. OFERTA DE RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA.

4.11.1. Determinación del requerimiento de reserva adicional.

El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. De la Programación Semanal determinará la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y ésta será licitada entre las unidades generadoras que no fueron considerados en la programación semanal.

4.11.2. Remuneración de la reserva adicional.

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

4.11.3. Convocatoria a presentar ofertas.

El CENACE solicitará, cada martes a las 12:00 horas, a todas las unidades generadoras disponibles, que no estén siendo remuneradas por su potencia puesta a disposición, presentar sus ofertas para Reserva Adicional de Potencia, en las que deberán indicar:

- Ubicación o localización geográfica
- Potencia puesta a disposición (MW)
- Costo por MW
- Tiempos de arranque y toma de carga

Las ofertas presentadas tendrán vigencia para el período de la programación semanal (miércoles a martes).

4.11.4. Evaluación de las ofertas.

Recibidas las ofertas, el CENACE las evaluará considerando:

- La información proporcionada en la oferta
- Su influencia en los índices de calidad, seguridad y economía en el Sistema Nacional Interconectado.

El CENACE elaborará la lista de mérito semanal, actualizando la lista diariamente, tomando en cuenta si alguna de las máquinas fue ya despachada para la potencia remunerable puesta disposición o esté indisponible. El procedimiento a seguirse será similar al de evaluación para la reserva fría.

4.11.5. Uso de la reserva adicional.

Las unidades ofertadas en la Reserva Adicional de Potencia servirán para cubrir primeramente la reserva fría cuando sea insuficiente la potencia remunerable puesta a disposición.

4.11.6. Despacho de reserva adicional.

Se despachará las unidades partiendo de la primera máquina de la lista de mérito diaria hasta completar el nivel de potencia que fuera requerido en la licitación. El tratamiento será similar al de la reserva de potencia fría.

5. OPERACION EN TIEMPO REAL.

5.1. SUPERVISION Y CONTROL DE LA OPERACION.

5.1.1. Introducción.

La coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) estará a cargo del CENACE. En el sistema de transmisión y los sistemas de distribución, la coordinación de la operación se realizará a través de los respectivos Centros de Operación.

El transmisor, el distribuidor y el gran consumidor deberán identificar aquellos equipos de su sistema que tengan asignados técnicamente funciones de transporte, los que estarán sujetos a los mismos derechos y obligaciones que cualquier otro equipamiento del Sistema de Transmisión, en lo que a los aspectos operativos se refiere.

En situaciones especiales definidas en la presente Regulación, o en aquellas en que no es posible la comunicación con el CENACE, el Centro de Operación correspondiente asumirá la coordinación de la operación hasta que se logre transferir tal coordinación al CENACE, entendiéndose en tales casos que tal coordinación se asume por expresa instrucción del CENACE.

5.1.2. Funciones del CENACE.

El CENACE es la Máxima Jerarquía Operativa en cualquier estado del sistema. Entre sus funciones están las siguientes:

1. Controlar que se cumpla el programa de despacho y vigilar que su aplicación, en tiempo real, no viole las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas y de combustible).
2. Realizar el redespacho cuando por cualquier circunstancia no se pueda cumplir el programa previsto.
3. Suministrar el programa de cargas diariamente a cada generador y supervisar el programa de maniobras del transmisor o distribuidores para cumplir con dicho programa de despacho.
4. Informar el orden de prioridad de las unidades (plantas) generadoras para subir y/o bajar generación en emergencia, que eventualmente requieran los Centros de Operación de los distribuidores, grandes consumidores o del transmisor.
5. Coordinar la operación de todo el SNI, especialmente en aquellas maniobras que involucran diferentes Centros de Operación.
6. Controlar la regulación de frecuencia del SNI.
7. Ordenar y/o autorizar la conexión o desconexión de un generador (planta) al Sistema.
8. Autorizar toda maniobra, ensayo o energización que se realice en el SNI.
9. Coordinar la sincronización de subsistemas después de un colapso total o parcial.
10. Adoptar medidas extremas tales como desconexión de carga y/o desconexión de generación en salvaguarda del Sistema.

11. Otorgar autonomía en emergencia a Centros de Operación jerárquicamente dependientes cuando las circunstancias lo justifiquen.
12. Validar y/o corregir los estudios que definan límites de operación, restricciones operativas, y criterios operativos presentados por cualquier otro Centro de Operación.
13. Coordinar investigaciones conjuntas de contingencias que involucren a más de un Centro de Operación.
14. Elaborar informes oficiales de las contingencias que se producen en el SNI, en concordancia con los informes recibidos de los respectivos Centros de Operación.
15. Supervisar los ajustes propuestos para las protecciones y sistemas de control que involucren a más de un agente del MEM, y/o al transmisor, distribuidores o grandes consumidores con un agente.
16. Ordenar en forma directa a cada Centro de Operación las maniobras o consignas de operación a respetar.
17. El CENACE supervisa en tiempo real los voltajes en barras del Sistema de Transmisión Nacional, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas, transformadores y los intercambios internacionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades (plantas) despachadas centralmente y la frecuencia del SNI. Adicionalmente, coordina las acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación el SNI. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CENACE coordina en forma directa o a través del transmisor o los respectivos distribuidores o grandes consumidores las acciones necesarias para llevar al SNI a un punto de operación seguro usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía.

5.1.3. Funciones del Centro de Operación de Transmisión.

El Centro de Operación de Transmisión tendrá las siguientes funciones:

- Supervisar los voltajes, potencia reactiva y potencia activa en las barras de conexión, conforme se estipula en los respectivos convenios de conexión.
- Cumplir las consignas operativas del CENACE.
- Operar el equipo de conexión con los Agentes, según las instrucciones que recibe del CENACE, cuando la operación de tal equipo pueda afectar el funcionamiento del SNI y en consecuencia el transporte de energía eléctrica.
- Operar sus instalaciones durante una emergencia o un restablecimiento del sistema, de acuerdo a los procedimientos previstos con autorización u orden del CENACE.
- Informar al CENACE los valores de variables o parámetros de operación que se encuentren fuera de límites previstos y que afecten el comportamiento del Sistema.
- Elaborar y presentar al CENACE los criterios operativos de su propio sistema, las restricciones operativas y los límites de operación requeridos.
- Coordinar con el CENACE la ejecución de los mantenimientos programados de sus equipos.

5.1.4. Funciones de los Centros de Operación de Distribución.

Los Centros de Operación de Distribución tendrá las siguientes funciones:

- Supervisar los voltajes, potencia reactiva y potencia activa en las barras de conexión, conforme se estipula en los respectivos convenios de conexión.
- Cumplir las consignas operativas del CENACE.
- Operar los equipos de distribución, según las instrucciones que recibe del CENACE, cuando la operación de tal equipo pueda afectar el funcionamiento del SNI y en consecuencia el transporte de energía eléctrica.
- Operar sus instalaciones durante una emergencia o un restablecimiento del sistema, de acuerdo a los procedimientos previstos con autorización u orden del CENACE.
- Informar al CENACE los valores de variables o parámetros de operación que se encuentren fuera de límites previstos y que afecten el comportamiento del Sistema.
- Elaborar y presentar al CENACE los criterios operativos de su propio sistema, las restricciones operativas y los límites de operación requeridos.
- Coordinar con el CENACE la ejecución de los mantenimientos programados de sus equipos, cuando afecten a otros Agentes.

5.1.5. Coordinación de la Operación en Tiempo Real.

El CENACE realiza la coordinación en tiempo real de la operación de los recursos de generación y transmisión del SNI incluyendo las interconexiones internacionales. Para ello el CENACE coordina la ejecución de las maniobras ya sea con el Centro de Operación del transmisor o de los distribuidores.

El CENACE realiza la supervisión del SNI, de los equipos de conexión asociados y de las unidades de generación del SNI incluidas en el Despacho Económico. El CENACE hará las funciones de supervisión y coordinación, pero no efectuará comandos directos a los equipos de los Agentes para maniobras en transmisión, distribución, generadores u otros elementos del Sistema, exceptuando los comandos de control de generación (AGC) para los generadores, cuando se instale.

5.1.5.1. Coordinación de la Operación en Condiciones Normales.

Se considera operación en condiciones normales a toda acción que se ejecuta diariamente sobre la generación y el Sistema transmisión para mantener su voltaje, frecuencia y carga dentro de valores preestablecidos.

Las acciones a tomar a tal efecto son las siguientes:

1. **Control de Voltaje:** El CENACE fijará el voltaje a mantener en barras de alto voltaje (69, 138 y 230 Kv según corresponda), de acuerdo a los criterios aprobados para ese estado. Los generadores cumplirán la consigna y en caso de existir limitaciones para cumplir (por ejemplo violación de la Curva de Capabilidad), debe comunicarla al CENACE.

2. **Control de Potencia Reactiva:** El CENACE podrá solicitar variaciones en la potencia reactiva absorbida o entregada a su red por un generador o un distribuidor dentro de los límites aprobados en este Procedimiento.
3. **Variación de Carga Activa en Generadores:** La variación de carga se hará de acuerdo al despacho económico horario del CENACE que conocerán tanto los generadores como los distribuidores y Grandes Consumidores. Cuando un subsistema funcione aislado del Sistema Nacional Interconectado el Centro de Operación del Distribuidor o Gran Consumidor podrá solicitar la modificación de la carga activa para controlar la frecuencia.
4. **Control de Frecuencia:** El CENACE coordinará el control de la frecuencia. Esta función será designada a un grupo de generadores, para la operación en tiempo real.
5. **Desviación de Frecuencia:** Cuando se presente un desbalance entre la carga y la generación del Sistema, el AGC corrige la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación. Mientras no exista en operación el AGC se operará manualmente con una o varias plantas apropiadas.
6. **Desviaciones del programa:** Posteriormente, el CENACE determina si hay unidades o plantas que presentan desviaciones del programa. Si es así y éstas pueden volver al programa, el CENACE solicita a las unidades o plantas ajustarse al mismo programa. Si con estas acciones el margen de regulación no se restablece, el CENACE solicita variación en la generación de unidades o plantas para que asuman la desviación, de acuerdo con el orden definido según los costos incrementales. La instrucción dada por el CENACE a los generadores contiene explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar el programa de generación. La unidad o planta se señala como reguladora.

5.1.5.2. Coordinación de la Operación en Condiciones Anormales.

Se considera que una operación se efectúa en condiciones anormales cuando se produce un evento que interrumpe el servicio de suministro de energía, o bien éste continúa con sus variables fuera de los límites fijados, así como también cuando se deja en forma urgente fuera de servicio instalaciones y/o equipos para trabajos de revisión, mantenimiento o reparación no programados.

El Centro de Operación del Agente en condiciones anormales deberá informar al CENACE de las siguientes dificultades:

1. Valores anormales de voltaje, frecuencia o carga.
2. Aplicación de restricciones.
3. Señalización de alarmas, protecciones etc.
4. Presencia de humo, ruidos o descargas

En estados anormales, según quien sea el afectado, las instrucciones de maniobra serán impartidas por el CENACE y, en

segunda instancia, por los Centros de Operación del Transmisor o de los Distribuidores.

5.2. CRITERIOS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y CONFIABILIDAD.

El CENACE coordinará la operación en tiempo real con los Centros de Operaciones de generadores, del transmisor y de los distribuidores, para mantener las condiciones de voltaje, frecuencia y cargabilidad, dentro de los niveles que se establezcan en estos Procedimientos, tanto en condiciones normales, anormales y de emergencia.

El CENACE deberá realizar la supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía en forma constante y mediante ella se vigilará el cumplimiento de dichos objetivos.

5.2.1. Criterios de Calidad.

5.2.1.1. Criterios de Calidad de Frecuencia.

1. Sobre la base del despacho económico diario programado o último redespacho vigente, el CENACE dispondrá en la operación de tiempo real el ingreso, variación de la generación y salida de las unidades, de acuerdo a las condiciones del sistema.
2. Todo generador que varíe su salida de potencia activa en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará con un gradiente de carga o descarga (MW/min) que tenga en cuenta su incidencia sobre la frecuencia del sistema, a fin de no provocar variaciones de la frecuencia fuera de los límites establecidos de operación normal.
3. Todo distribuidor y gran consumidor que conecte o desconecte carga en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará de forma paulatina en bloques de carga que no afecten los límites establecidos de control de frecuencia de operación normal.
4. El control de la desviación del tiempo, se realizará en función de la curva de demanda del sistema, y deberá efectuarse continuamente, de tal forma de no transgredir los límites establecidos de operación normal.
5. Cuando la desviación del tiempo sea mayor al límite establecido, se compensará en el tiempo que sea necesario sin transgredir los límites establecidos de la frecuencia de operación normal.

5.2.1.2. Criterios de Calidad de Voltaje.

1. El control de voltaje y potencia reactiva es una responsabilidad compartida por todos los agentes del MEM y el Transmisor, y requiere la actuación conjunta, en forma coordinada con el CENACE, de todos sus centros de operaciones en condiciones normales, anormales y en emergencia.
2. El control de voltaje deberá ser permanente y el CENACE vigilará que sus valores no excedan de los límites establecidos, minimizando el transporte de potencia reactiva y obteniendo un nivel de voltaje, que proporcione seguridad al suministro de energía eléctrica.

3. Para mantener los voltajes, dentro de los límites operativos establecidos, el CENACE deberá efectuar el análisis, el control y el despacho del voltaje y de la potencia reactiva, y las acciones que requiera la operación en tiempo real.
4. El CENACE mantendrá en el SNI los voltajes objetivo en los nodos de 230, 138 y 69 kV, determinados en la etapa de planeamiento.
5. El CENACE supervisará, que la reserva de potencia reactiva, prevista en la etapa de planeamiento, sea mantenida.
6. Los generadores deberán enviar al CENACE una copia de la curva de capacidad P-Q actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades. En caso de no hacerlo, el CENACE actuará de acuerdo a la mejor información disponible.
7. El CENACE solicitará a los generadores, suministrar la potencia reactiva en sus unidades, de acuerdo a la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
8. Los generadores deberán mantener la producción de potencia reactiva de las unidades y/o los niveles de voltaje en barras que solicite el CENACE, limitados por su curva de capacidad o por restricciones del sistema de transmisión.
9. En situaciones de emergencia, un generador podrá variar la producción de potencia reactiva de sus unidades hasta un valor que le permita normalizar las condiciones operativas de sus equipos.
10. El transmisor deberá mantener el voltaje en el nivel que especifique el CENACE para las barras de su sistema, para ello deberá contar con el equipamiento requerido, incluyendo la reserva necesaria para tal fin.
11. El transmisor ejercerá de manera coordinada con el CENACE, las acciones de control necesarias para mantener los voltajes objetivos, en todo el SNT.
12. Todo distribuidor y gran consumidor que conecte o desconecte carga en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará de forma paulatina y controlada, en bloques de carga que no afecten los límites establecidos de voltaje de operación normal en puntos de entrega, a los distribuidores y/o grandes consumidores
13. Cuando un distribuidor o gran consumidor, no cumpla con el factor de potencia establecido, el CENACE solicitará su corrección inmediata, y en caso de no poder hacerlo el CENACE lo registrará para los fines consiguientes.
14. Todo distribuidor y gran consumidor, deberá tener previsto el orden de prioridad, de los alimentadores a ser desconectados, por problemas emergentes de voltaje; y en lo posible no serán los que poseen relés de desconexión de carga por baja frecuencia.

5.2.2. Criterios de Seguridad.

1. El CENACE deberá mantener la reserva rodante de generación de potencia activa requerida en cada hora, para la corrección de las

desviaciones normales de la generación y de la demanda, así como en contingencias de generación y transmisión.

2. El CENACE deberá mantener la reserva operativa de potencia reactiva ajustados a los valores definidos en la etapa de Planeamiento, para permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos de compensación.
3. Por seguridad, en condiciones normales los transformadores deberán operar sin sobrecargas. En condiciones de emergencia, se aplicarán los porcentajes de sobrecarga que permita cada transformador, los cuales dependerán de la temperatura ambiente, de los niveles de voltaje, de las condiciones anteriores de carga y tiempo a los que estuvo expuesto el transformador a esa carga, minimizando la disminución de la vida útil de los equipos.
4. El CENACE y los centros de operaciones de generadores, del transmisor y de los distribuidores, deberán tomar las medidas de seguridad necesarias para la realización de toda maniobra, de tal forma de no sobrecargar transformadores, líneas de transmisión, unidades de generación y no afectar la calidad de servicio, dado que cualquier error en las maniobras puede dar origen o producir condiciones de peligro para la vida de las personas y/o deterioro en la vida útil de los equipos.
5. En situaciones de emergencia y para evitar que se produzca en el SNI o en alguna área en particular, una caída de voltajes fuera de los límites establecidos, que podrían conducir a un colapso de voltaje, el CENACE solicitará desconexiones manuales de carga o modificación de la generación de potencia activa, según corresponda, en el área afectada.
6. Por seguridad, y para garantizar la buena operación y vida útil de los equipos, no se deberán variar los voltajes fuera de los rangos establecidos.
7. En el caso de que alguna área quedare aislada del SNI, el CENACE asignará la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva.
8. Para sincronizar un área con el SNI, o dos subsistemas entre sí, previamente se debe cumplir con las condiciones de sincronización: frecuencia, voltaje, ángulo de fases, secuencia de fases.

5.2.3. Criterios de Confiabilidad.

1. El transmisor siempre deberá operar el SNI con el anillo troncal de 230 kV cerrado, bajo condiciones de operación normal.
2. Se evitará en lo posible, la desconexión de líneas de transmisión, para el control de altos voltajes en el sistema, ya que provoca disminución de la confiabilidad del SNI y de la vida útil de los interruptores. De ser estrictamente necesario, el CENACE solicitará al transmisor abrir el circuito en el que se encuentra instalado el relé de sobrevoltaje (circuitos # 1) de las líneas de transmisión de doble circuito.
3. Por control de altos voltajes, no se deberán abrir líneas de transmisión que involucren la apertura del anillo troncal de 230 kV, o la partición de redes malladas en sistemas de 138 kV.
4. En las subestaciones con esquemas de doble barra principal, la distribución del número de posiciones se deberá realizar de manera equitativa en cada una de las barras, siempre con el acoplador de barras cerrado.

5. La potencia de las unidades de la Central Paute deberá ser distribuida de la manera más equitativa posible entre las fases AB y C.

5.3. PARAMETROS DE CALIDAD SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD.

1. La frecuencia objetivo del SNI será 60.00 Hz y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de un control automático de generación estará entre 59.85 y 60.15 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento.
2. La hora patrón del sistema la determina el CENACE.
3. La diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no debe exceder los 2 segundos, en condiciones de operación normal.
4. Los agentes y el transmisor, a las 00:00 de cada día, deberán contrastar la hora de sus instalaciones, con la hora patrón que registra el CENACE, a fin de uniformizar la ocurrencia de eventos.
5. En condiciones de operación normal, los voltajes en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia o de maniobras, los voltajes no deberán superar una tolerancia de $\pm 10\%$ de su valor nominal.
6. En condiciones de operación normal, los voltajes en los puntos de entrega del transmisor a los distribuidores y/o grandes consumidores conectados al SNT no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia, los voltajes no deberán superar una tolerancia de $\pm 7\%$ de su valor nominal.
7. Los distribuidores y grandes consumidores deben comprometer en cada uno de sus puntos de interconexión con el transmisor u otros agentes del MEM, un factor de potencia dentro de los límites establecidos en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
8. El CENACE dispondrá a un generador la modificación de su potencia reactiva, de tal manera que en condiciones de operación normal no supere en ± 2 kV el voltaje de la barra de alto voltaje del generador.
9. La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el menor valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica. El respectivo propietario de las instalaciones, será el responsable de definir los valores límites de transferencia de las líneas de transmisión, los cuales deberán ser validados por el CENACE.
10. Los límites de los transformadores en condiciones normales y de emergencia, deberán ser definidos por el propietario y validados por el CENACE.
11. Los transformadores deberán ser operados sin sobrecarga en condiciones de operación normal. En condiciones de emergencia el CENACE podrá utilizar los porcentajes de sobrecarga establecidos por el propietario.
12. Los generadores, deberán mantener la reserva asignada para la regulación primaria de frecuencia, establecido en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.
13. El generador o generadores habilitados para realizar la regulación secundaria de frecuencia deberá cumplir con el porcentaje determinado por el CENACE.
14. En condiciones de operación normal, la reserva asignada a la regulación de frecuencia, podrá disminuir hasta en un 25% de lo establecido en el despacho económico diario programado, durante un tiempo no mayor a 30 minutos, luego

de lo cual, el CENACE tomará los correctivos necesarios para restablecer la reserva rodante.

15. En condiciones de emergencia, el CENACE podrá utilizar toda la reserva rodante, durante un tiempo no mayor a 20 minutos, con el fin de evitar o disminuir sobrecargas en transformadores, generadores, líneas de transmisión y desconexión de carga.

5.4. REGULACION DE VOLTAJE Y FRECUENCIA.

5.4.1. Control de Voltaje.

5.4.1.1. Objetivo.

Determinar las instrucciones y las responsabilidades del CENACE, del COT y de los Centros de Operación de los Agentes, en el control de voltaje, en condiciones normales y emergentes, para restablecer los voltajes del SNI a valores dentro de los límites establecidos en la Regulación vigente de Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, o evitar la posibilidad de la pérdida del control de voltaje, en caso de perturbaciones.

5.4.1.2. Instrucciones Generales.

El COT y los Centros de Operación de los Agentes deberán seguir las siguientes instrucciones:

- a) La regulación de voltaje se deberá realizar con todos los elementos disponibles de compensación. Será obligación del Centro de Operación (CO) comunicar al CENACE cuando algún equipo deje de operar normalmente, o quede indisponible, informando las causas de la anormalidad, indisponibilidad o limitación operativa, y el tiempo estimado en que permanecerá en ese estado. Se deberá evitar programas de mantenimiento simultáneos de generadores y equipamientos de compensación que pudieren comprometer el control del voltaje en un área.
- b) Se deberán dejar liberados los reguladores de voltaje de los generadores y compensadores sincrónicos, manteniendo la consigna que hubiera establecido el CENACE o CO correspondiente. Deberán participar en forma activa todas las unidades generadoras del SNI. Será obligación de los Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad deje de operar en esas condiciones.
- c) El control de voltaje objetivo, se conseguirá, con el aporte de las unidades de generación despachadas.
- d) Los Agentes Generadores deberán enviar al CENACE una copia de la Curva de Capacidad P-Q de cada una de sus unidades generadoras. En caso de no hacerlo, el CENACE seleccionará de curvas estándar y tomará como disponible la potencia reactiva indicada por esa curva. El CONELEC, dentro de la aprobación de las concesiones, permisos o licencias, verificará que las curvas P-Q sean adecuadas para el SNI, para lo cual considerará:

- Curva de capacidad.
 - El margen de seguridad determinado para cada una de las unidades generadoras.
 - Los requerimientos del Sistema Nacional de Transmisión.
- e) Los Agentes Generadores, para cumplir con las instrucciones que figuran en estos Procedimientos deberán llevar, por requerimiento del CENACE los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta los límites de las Curvas de Capacidad declaradas, o seleccionadas por el CENACE, limitadas por las restricciones que hayan sido declaradas.

5.4.1.3. Control de Voltaje en condiciones normales.

Comprende todas las acciones que se ejecutan sobre las instalaciones del Sistema, con el fin de mantener estables las variables del mismo dentro de los límites operativos acordados o establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, y los que se indiquen en el Despacho Económico Diario Programado.

Los límites operativos de los voltajes y los de intercambio de potencia reactiva serán los determinados en el Despacho Económico Diario Programado.

Para el efecto, se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

- a) El CENACE y los COs deberán tomar las medidas operativas, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los niveles de voltaje estén dentro de los límites establecidos en las Regulaciones vigentes.
- b) El COT y los COs informarán al CENACE cuando se produzcan valores críticos de voltajes o de intercambios de reactivos, detallando los motivos y maniobras realizadas o en ejecución, para su normalización, en caso que las causas de las desviaciones sean dentro de su área de control.
- c) En el SNI el perfil de voltaje de las redes de 230, 138 kV y puntos de entrega, deberá mantenerse en lo posible en los valores nominales, minimizando la transmisión de potencia reactiva, y disponer de una reserva de potencia reactiva ajustados a los valores definidos en estos Procedimientos, para permitir, afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos en el SNI.
- d) La reserva de potencia reactiva deberá disponerse en equipos que hagan un control rápido y eficiente del voltaje en 230, 138 kV y puntos de entrega, para conseguir una equilibrada distribución en toda la red.
- e) Para asegurar un adecuado perfil de voltaje de 230, 138 kV y puntos de entrega y las reservas de potencia reactiva mencionadas, el COT y los COs deberán operar los elementos de compensación existentes en sus sistemas según las siguientes prioridades:

i) Para incrementar el voltaje

Conexión de líneas de transmisión.

Desconexión de reactores y conexión de capacitores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI.

Incremento de potencia reactiva de unidades de generación y/o compensadores sincrónicos.

Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores.

Ingreso de unidades, para el control de voltaje.

ii) Para disminuir el voltaje

Salida de unidades de generación ingresadas para control de voltaje.

Disminución de potencia reactiva e unidades de generación y/o compensadores sincrónicos.

Desconexión de capacitores o conexión de reactores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI.

Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de Transformadores.

Desconexión de líneas de transmisión.

- f) En caso de que una unidad generadora, se encuentre asociada a un transformador que disponga de Tap bajo carga (LTC), se deberá operar el LTC, de manera que se optimice la utilización de la curva de capacidad, sin superar los límites de voltaje en bornes.

5.4.1.4. Control de Voltaje en condiciones anormales.

Comprende todas las acciones extraordinarias que como consecuencia de una perturbación o indisponibilidad severa se requieran para retornar las variables del sistema a los valores límites operativos preestablecidos con la mayor brevedad posible.

El COT y los COs, podrán tomar acciones, particulares para su área, en coordinación con el CENACE.

Para permitir una mejor coordinación de las acciones a realizar por los diferentes Centros de Operación, se establecen los siguientes niveles de control de voltaje:

Nivel 1: Alerta de mínima reserva operativa de reactivos.

Se entra en este estado cuando el nivel de reserva operativa de reactivos capacitivos, está por debajo del valor establecido en el Despacho Económico Diario Programado.

El COT y los COs deberán agotar los medios locales de compensación para recuperar la reserva, manteniendo los intercambios especificados y los niveles de voltaje dentro de los límites determinados.

Las acciones a tomar son:

- Conexión de capacitores del Transmisor y Distribuidores.
- El CENACE solicitará máxima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas que puedan contribuir a la recuperación de la reserva, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecidas en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las temperaturas normales de operación del generador.
- Adecuar el perfil de voltaje del Sistema de Transmisión para apoyar el área con déficit.
- Ingreso de generación forzada, con el objeto de reducir el intercambio de potencia reactiva.
- Solicitar a los COs, modificaciones en la topología de su red de distribución, transfiriendo carga de nodos con problemas de bajo voltaje, a nodos con capacidad de control de voltaje.

Nivel 2: Emergencia de pérdida de reserva operativa de reactivos.

Se entra en este estado cuando el nivel de reserva operativa de reactivos capacitivos de un área cae a un valor considerado inadmisibles para la operación. Este valor debe ser definido por el CENACE en la Planificación de la Operación Eléctrica.

El CENACE solicitará las siguientes acciones:

- Pedido de máxima excitación a los Generadores del área afectada, y a los pertenecientes a otras áreas pero que puedan contribuir a la recuperación de reservas, quienes deberán llevar los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 110% de los límites de las Curvas de Capacidad durante 10 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, limitadas por las restricciones declaradas.
- Reducción de voltaje en la red del Distribuidor.

En caso de producirse una contingencia en la red que lleve los voltajes y/o las reservas a valores inadmisibles, establecidos de acuerdo a los Procedimientos de Despacho y Operación, los Centros de Operación deberán implementar estas medidas dentro de sus áreas aunque se mantengan los intercambios de reactivos establecidos.

Durante situaciones anormales y una vez realizadas las acciones indicadas, el CENACE podrá modificar los valores de voltajes para hacer uso de la capacidad de compensación disponible en otras áreas, para mantener, dentro de lo posible, las reservas especificadas. Una vez desaparecida la anomalía el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales.

Una vez superada la emergencia el COT y los COs, deberán realizar las acciones para restituir las variables a los valores adecuados para

la normalización del Sistema. Si estas operaciones afectarán sensiblemente la confiabilidad del SNI, el CENACE podrá solicitar reemplazarlas por otras, con equipos operados por otros Centros de Operación, siempre que los beneficios en ese sentido sean significativos.

En todos los casos se registrará toda la información correspondiente a estas situaciones en el CENACE y en los Centros de Operación, para su posterior análisis y determinación de sanciones y transacciones que pudieran darse.

5.4.1.5. Control de voltaje en condiciones de emergencia.

Si luego de agotarse todas las acciones enumeradas en el Control de Voltaje en condiciones anormales, no se restablecen las condiciones normales del sistema, o de existir la posibilidad de que se produzca en el SNI en su conjunto, o en alguna área en particular, una caída de voltaje a valores fuera de los límites operativos admisibles, que pueda conducir a un colapso de voltaje, el CENACE podrá solicitar desconexiones manuales de carga o modificación de generación activa, según corresponda, en el área afectada.

Con ese fin el COT y los COs, deberán disponer de un listado de líneas y alimentadores que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en la red de Transmisión, aún en condiciones críticas de despacho o con indisponibilidades altas de sus equipos de compensación.

La necesidad de apelar a desconexiones de carga o modificación de generación para el control de voltaje será determinada por el CENACE en distintos escenarios de la operación, de acuerdo a las previsiones de demanda, generación e indisponibilidades de equipos de compensación de potencia reactiva, con los estudios correspondientes.

5.4.2. Control de Frecuencia.

5.4.2.1. Objetivo.

Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar responsabilidades del CENACE, del COT y de los Centros de Operación de los agentes en el control de frecuencia, en condiciones normales y de emergencia.

5.4.2.2. Instrucciones Generales.

- a) El control de generación manual o automático, deberá ser constante y permanente, mediante este control el CENACE mantendrá el equilibrio entre la generación y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, se deberá mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos. Para ello,

diariamente se asignará la reserva para la regulación de frecuencia, de tal forma de mantener el nivel de calidad establecido.

- b) En la operación en tiempo real, el CENACE deberá realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para compensar las variaciones entre los valores previstos y reales.
- c) La regulación primaria de la frecuencia del SNI se llevará a cabo a través del sistema de regulación de velocidad localizado en cada unidad generadora.
- d) La regulación secundaria de la frecuencia se realizará a través de las unidades generadoras asignadas por el CENACE para este propósito.

5.4.2.3. Condiciones de Operación.

- a) **Operación en condiciones normales:** La Frecuencia de Referencia coincidirá con la nominal (60.00 Hz) salvo en circunstancias especiales en que el CENACE ordene un valor distinto. Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la Frecuencia serán de $\pm 0,15$ Hz alrededor de la Frecuencia de Referencia.
- b) **Operación en condiciones anormales:** Durante situaciones anormales de hasta 24 horas de duración, el CENACE podrá ordenar valores distintos de la Frecuencia de Referencia. Una vez desaparecida la anormalidad el CENACE ordenará el retorno inmediato a los valores normales.
Para períodos más prolongados, será el CONELEC el que autorice previa solicitud del CENACE la operación del SNI con una nueva frecuencia de referencia.
- c) **Operación en Sistemas aislados:** En el caso de que alguna área quedará aislada del SNI, el CENACE determinará la Frecuencia de Referencia para la misma de acuerdo con los Procedimientos de Despacho y Operación y supervisará su cumplimiento hasta tanto se disponga la sincronización del área con el SNI. Por razones de seguridad del servicio eléctrico, en cada subsistema que resulte aislado se deberá asignar la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva, la cual se despachará con la reserva rodante definida por el CENACE.

5.4.2.4. Regulación de Frecuencia en condiciones normales.

a. Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

1. La RPF se operará en forma automática y participarán en ella las unidades generadoras habilitadas para RPF.
2. Será obligación de los Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad generadora no aporte temporalmente a la RPF, informando las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual vuelve a operación de regulación normal.
3. Todo generador que varíe su generación en cumplimiento de una orden del CENACE, lo hará con un gradiente de carga (MW/min.)

definida por el CENACE, que no tenga incidencia sobre la frecuencia del Sistema, a fin de no provocar variaciones de frecuencia fuera de los límites establecidos en operación normal

b. Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

1. La RSF se realizará en forma automática por un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, asignadas para tal fin. En el caso de que una sola central realice la RSF, esta podrá ejecutarla en forma manual, hasta que el grupo de unidades generadoras designadas dispongan de los equipos necesarios para realizar la RSF en forma centralizada automática.
2. El CENACE podrá asignar la operación de la RSF a un Generador y le informará además el valor de la Frecuencia de Referencia y la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica, en el instante de la asignación. Para el efecto el CENACE elaborará el procedimiento interno respectivo.

c. Control de Error de Tiempo (CET).

1. Cuando la diferencia entre las horas sincrónica y patrón alcance o supere el valor de 2 segundos, el CENACE corregirá el error del tiempo disponiendo en forma temporal una Frecuencia de Referencia diferente. De este nuevo valor deberán tener conocimiento todos los Generadores que participen en la regulación de frecuencia, con el fin de ajustar las potencias de despacho al nuevo valor de Frecuencia de Referencia.
2. La Frecuencia de Referencia no podrá diferir en más de $\pm 0,15$ Hz de la Frecuencia Nominal, para realizar el CET. En las horas pico la frecuencia de referencia deberá ser igual a 60.00 Hz en condiciones normales.
3. La hora patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la República del Ecuador.
4. Si los relojes patrones no tuvieran dispositivos automáticos para su ajuste con la hora oficial, deberán ser ajustados por cada Agente periódicamente y a una hora fija del día, de acuerdo a la precisión de los mismos.
5. El CENACE dará la señal de sincronización para la puesta en hora de los relojes sincrónicos de los Agentes cuando se lo considere conveniente, y se verificará el ajuste periódicamente.
6. Los valores de las computadoras, registradores y otros equipos, necesarios para la operación y/o el análisis de la misma, en cualquier lugar del SNI, deberán hallarse permanentemente ajustados con la hora patrón o la sincrónica según sea su función específica.
7. Cuando cualquier reloj sincrónico deje de funcionar por falta de voltaje, se le sincronizará nuevamente con el reloj sincrónico del CENACE, o en su defecto con el reloj sincrónico del Generador que realice el control de la RSF, caso de separación del SNI en islas.
8. Los Generadores deberán informar al CENACE los equipos con que cuentan a la fecha en que entra en vigencia la presente Regulación, detallando calidad, precisión, periodicidad de ajustes,

etc., como así también cuando se introduzcan modificaciones en la misma.

5.4.2.5. Regulación de Frecuencia en condiciones anormales.

1. Variación imprevista de la demanda.

a. Regulación Primaria.

Cuando se produzca una variación de la Frecuencia fuera de la banda determinada por los límites establecidos para las condiciones de operación normal, a causa de una variación imprevista de la demanda y por esto resulte una variación de potencia en las unidades generadoras que agote su Reserva Regulante Máxima, deberá permitirse que las mismas sigan aportando a la RPF mientras su potencia de operación sea menor o igual a su potencia efectiva, siempre y cuando esto no implique alteraciones que le provoquen un deterioro o su desconexión.

b. Regulación Secundaria.

En estas condiciones la regulación secundaria se debe continuar operando según lo detallado para las condiciones de operación normal.

2. Desconexión de carga o generación.

Las desconexiones a considerar son las que produzcan alteraciones rápidas y pronunciadas de la frecuencia.

a. Regulación Primaria.

Para variaciones de frecuencia debido a estas causas, los Generadores deberán supervisar que, siempre que no se excedan los límites de seguridad de los equipos, se mantenga en servicio la regulación primaria de las unidades generadoras. Posteriormente ejecutarán las consignas que indique el CENACE, tendientes a normalizar la frecuencia y recuperar los equipos a condiciones normales.

b. Regulación Secundaria.

El Generador que tenga asignada la RSF la seguirá operando según las pautas propuesta para operación normal, y de acuerdo a las necesidades de la contingencia, informando su situación al CENACE, el cual coordinará la ayuda necesaria del resto del Sistema, a fin de reponer los márgenes, emitiendo órdenes específicas para cada Generador en particular.

5.4.2.6. Regulación de Frecuencia en estado de emergencia.

1. Separación del sistema en subsistemas

El CENACE y los Centros de Operación de cada uno de los subsistemas que resulten aislados se responsabilizarán por el control de la frecuencia en el área respectiva, siguiendo los lineamientos descritos en estos Procedimientos y atendiendo, los últimos, a las órdenes emitidas por el CENACE a fin de efectuar la sincronización. La misma se debe realizar, dentro de lo posible, sin que exista error entre las horas sincrónicas de los distintos subsistemas. En los casos en que no se pueda realizar la sincronización en esta condición, el área de menor demanda deberá asumir la hora sincrónica de la de mayor demanda.

2. Déficit de Potencia.

Se reconocen como situaciones de Déficit de Potencia del Sistema, a aquellas en que se manifiesta una reducción de las reservas de potencia para cubrir la demanda.

Se pueden presentar dos situaciones:

- a. Sin cortes programados: se opera de la misma forma que en condiciones anormales.
- b. Con cortes programados: en esta condición no se realiza despacho de RSF.

Existiendo déficit para cubrir la demanda, para los grupos en operación no se tendrán en cuenta las bandas RSF y/o RPF para determinar sus máximos operables.

En el sistema y/o subsistemas aislados que estén en esta condición se operará de la siguiente manera:

- En las máquinas declaradas con RPF efectiva, no se deberá impedir la acción de ésta, cuando por orden del CENACE deban maximizar su generación. Esto permitirá que accionen cuando la frecuencia supere el valor de consigna, bajando automáticamente su generación y coadyuvando así a mejorar la calidad al reducir la banda superior de frecuencia.
- El CENACE deberá habilitar el regulador secundario de frecuencia de una central o grupo de ellas que estén en condiciones de realizar RSF, con la finalidad de controlar en una primera instancia que la frecuencia no supere a la de consigna. Posteriormente, en el caso de que la central y/o centrales con regulador secundario habilitado bajen su potencia por debajo de la consignada, el CENACE decidirá la cantidad de potencia cortada que se debe restituir.
- El CENACE determinará la Frecuencia de Referencia de los reguladores secundarios habilitados en cada Subsistema. Además determinará la frecuencia a la cual se comienzan a ordenar los cortes.

Se modifican los niveles como se indica a continuación:

- Banda de regulación: frecuencia de referencia: $\pm 0,2$ Hz

- Banda máxima de variación: frecuencia de referencia: $\pm 0,3$ Hz

Cuando la frecuencia supere estos límites, los operadores del CENACE deberán documentar las causas. Con este fin, el COT y los Centros de Operación de los agentes deberán estar en condiciones de informar al CENACE cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de frecuencia fuera de esta banda.

Para la corrección del desvío de tiempo vale lo expresado para condiciones de operación normal, con las siguientes salvedades:

- Cuando por imperio de la situación crítica del sistema, la frecuencia alcance excursiones de más de $\pm 0,3$ Hz (banda de variación) en forma repetitiva, no se deberá efectuar corrección de la hora sincrónica, y se mantendrá la frecuencia de referencia en 60 Hz.
- No regirá en este caso el límite de la diferencia entre hora patrón y sincrónica de 2 segundos máximos, tratando de no superar los 10 segundos.
- Se corregirá la desviación cuando desaparezcan, aún transitoriamente, las causas que motivan la situación crítica.

5.5. RESERVA DE GENERACION RODANTE Y FRIA.

5.5.1. Reserva de generación rodante para regulación.

Para satisfacer los criterios de calidad y seguridad en la operación del Sistema Nacional Interconectado, ante desbalances entre la oferta y la demanda, el CENACE deberá mantener la reserva de potencia rodante definida en el despacho económico diario programado. Para este propósito, a continuación se señalan algunas instrucciones generales:

- En operación en tiempo real, el CENACE deberá realizar los ajustes necesarios a dicha reserva, para compensar las variaciones entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.
- Todos los generadores en operación, deben cumplir con el porcentaje de reserva requerido para la RPF, establecido en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.
- Si en condiciones de operación normal, un generador no cumple con el porcentaje de reserva requerido para la RPF, el CENACE dispondrá al generador se sujete al programa de generación establecido en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.
- Si la unidad que participa en la RPF, tiene una disminución en su potencia, el agente generador declarará al CENACE la nueva potencia efectiva máxima, el cual podrá modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación.
- Será obligación de los generadores comunicar al CENACE, cuando una unidad no pueda temporalmente aportar con la RPF, informando las causas de dicha limitación operativa, y el momento a partir del cual volverá a la operación de regulación normal.

- Si una unidad queda imposibilitada de seguir participando en la RPF, el CENACE podrá solicitar despachar la máquina a la potencia efectiva máxima declarada.
- La reserva correspondiente a la RSF se deberá repartir entre todas las unidades habilitadas para tal fin.
- El generador o generadores habilitados para realizar la RSF deberá cumplir con el porcentaje determinado por el CENACE.
- El CENACE vigilará en todo momento, que la diferencia del valor total de la potencia generada y la potencia disponible del grupo de unidades destinadas a la RSF, no viole el porcentaje establecido para la RSF en condiciones de operación normal.

5.5.2. Reserva fría.

Esta puede ser puesta en funcionamiento y alcanzar su potencia disponible dentro de un período de tiempo no mayor a 15 minutos, para cubrir reducciones abruptas de generación ó incrementos súbitos de la demanda, para lo cual, a continuación se indican algunas instrucciones generales:

- La determinación de las unidades en reserva fría, se establece en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.
- La reserva fría será determinada por bandas horarias y por áreas considerando la topología del SNI.
- Si se produce una contingencia en el SNI, el CENACE determinará el valor de la reserva fría a ingresar en el sistema, considerando la evolución de la demanda.
- La lista de reserva fría no se modificará en la operación en tiempo real, salvo que se realice un redespacho que redefina las unidades en reserva.
- Si una unidad prevista en el despacho económico diario programado, a causa de un redespacho, no es despachada, pasa a integrar la reserva fría, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos para el efecto.
- Si una unidad de la reserva fría, entra en operación, deja de integrar el conjunto de reserva fría. El CENACE decidirá si es necesario integrar a la lista de reserva fría nuevas unidades.
- Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) quede sobrecargado, se ingresará con la generación más rápida existente en el sistema o en el subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales.

5.6. REDESPACHO.

5.6.1. Antecedentes.

En el artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación del SNI, se establecen las consideraciones que debe tomar el CENACE para el cálculo del despacho económico horario. Así mismo, en el último párrafo de este artículo, se señala que el despacho horario podrá ser modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta las condiciones de operación y los recursos del sistema.

5.6.2. Causas del Redespacho.

El despacho horario de generación podrá ser modificado cuando se presente alguna de las siguientes situaciones:

5.6.2.1. Variación de la disponibilidad de la generación.

- Indisponibilidad de alguna de las unidades de generación despachadas.
- Aumento o disminución en la disponibilidad de unidades de generación.
- Generación de plantas por pruebas con generación estabilizada que garantice una permanencia superior a una hora.
- Aumento o disminución de generación en centrales hidráulicas por previsión de vertimientos.

La anterior información la suministra cada empresa de generación mediante el formato de "Modificación de Disponibilidad de Generación" emitido por el CENACE.

5.6.2.2. Variación de los límites en la red.

Cambios topológicos y/o eventos no previstos que impliquen variación en los límites de transferencia de los elementos parte de la red. La generación que ingrese por esta causa será considerada como generación forzada, por lo tanto no afectará en el precio de la energía en el Mercado Ocasional.

5.6.2.3. Variación de la demanda.

Modificación de la demanda en el Mercado, provocando un desvío respecto de la demanda prevista en el despacho vigente en una magnitud que da como resultado el cambio del precio horario de la energía.

5.6.2.4. Variación de la reserva para regulación de frecuencia.

La reserva para regulación de frecuencia se va utilizando en función de las desviaciones que surgen entre la oferta y la demanda.

En caso de modificarse la oferta de reserva para regulación de frecuencia ante entradas y/o salidas no previstas de máquinas habilitadas, o inconvenientes informados por el generador que limitan su capacidad de regulación, o modificación en las restricciones previstas de transporte, el CENACE debe realizar un redespacho para recuperar la reserva de potencia para regulación de frecuencia tanto primaria (RPF) como secundaria (RSF).

El CENACE debe utilizar los porcentajes de la Reserva de Potencia para RPF y RSF resultantes del despacho de reserva regulante vigente.

5.6.2.5. Generación forzada en condiciones anormales y de emergencia.

Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) queda sobrecargado, se ingresará con la generación más rápida existente en el sistema o en el subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales. La generación despachada por esta causa se considera forzada, mientras se encuentre en operación, a no ser que luego de retornar el sistema a condiciones normales, ésta sea requerida dentro del despacho normal a través de un redespacho.

5.6.3. Operación en tiempo real.

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, tanto el CENACE como los generadores deberán respetar la programación vigente. De surgir alguna modificación en las condiciones previstas para un generador, la misma será tomada en cuenta para el redespacho y afectará la definición de precios a partir de la hora en que entre en vigencia la modificación realizada en el último despacho vigente (Redespacho).

5.6.3.1. Variación de la disponibilidad de la generación.

Las variaciones de disponibilidad de potencia horaria, frente a la programación vigente de centrales hidráulicas de pasada, mayores que 4 MW para centrales de potencia efectiva menor que 40 MW y de variaciones mayores que 10 MW para centrales hidráulicas de pasada de potencia efectiva mayores que 40 MW, deben reportarse al CENACE, mediante el formulario "Modificación de Disponibilidad de Generación". Este formulario debe ser utilizado por las unidades térmicas para la declaración de variaciones de su potencia efectiva horaria disponible.

Toda modificación al programa de despacho horario mayor o igual a 1 MW debe ser informada al CENACE.

5.6.3.2. Variación de la reserva para regulación de frecuencia.

Si una máquina que participa en la regulación de frecuencia tiene una disminución en su potencia máxima operable, el agente generador debe informar del particular al CENACE el cual podrá modificar su potencia despachada para mantener el margen de regulación. Si el agente queda imposibilitado de seguir participando en la regulación de frecuencia debe informarlo al CENACE, quien podrá decidir a partir de ese momento despachar la máquina a potencia efectiva. De afectar también a una central asignada a la RSF, el CENACE debe también realizar el redespacho de RSF.

La reserva rodante podrá disminuir hasta en un 25% de lo reglamentado como óptimo pero durante un tiempo no mayor a 30 minutos, luego de lo cual el CENACE tomará los correctivos necesarios.

5.6.3.3. Generación Forzada en condiciones anormales y de emergencia.

Si en condiciones anormales y de emergencia, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) queda sobrecargado o se presentan bajos voltajes en el sistema o parte de él, el CENACE puede solicitar desviaciones temporales respecto a la programación prevista sin realizar un redespacho, solicitando el ingreso de una unidad térmica que no está en el despacho vigente (generación forzada). Esta condición transitoria se podrá mantener por un período máximo de dos horas, requiriendo para un periodo mayor un redespacho.

5.6.3.4. Importación y exportación.

De presentarse variaciones en las ofertas de importaciones en el Mercado Ocasional frente a la programación vigente, el CENACE realizará un redespacho, el cual entrará en vigencia siempre y cuando no se violen las siguientes condiciones:

- No permitir que la importación produzca vertimiento.
- No producir saturación de un vínculo de Transporte.

El CENACE determinará las importaciones del Mercado Ocasional y la capacidad remanente en cada nodo frontera para exportaciones del Mercado Ocasional.

En caso de presentarse un imprevisto que comprometa el abastecimiento en el MEM, el CENACE debe coordinar con el Agente o Centro de Control de cada nodo frontera en el que se esté realizando exportaciones del Mercado Ocasional la suspensión de dicho intercambio. Análogamente, ante una emergencia en otro país, el correspondiente Agente o Centro de Control podrá coordinar con el CENACE la interrupción de las operaciones de Mercado Ocasional de importación al MEM en los correspondientes nodos frontera.

Si a lo largo de un día, surgen cambios en las condiciones previstas que comprometan el abastecimiento de la demanda e impliquen riesgo de déficit en el MEM, el CENACE debe requerir de los Centros de Control de los países interconectados nuevas ofertas de excedentes para importación en el Mercado Ocasional. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el predespacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

Análogamente, ante una emergencia que lleve a riesgo de déficit en su mercado, el Centro de Control del país interconectado puede requerir al CENACE nuevas exportaciones del Mercado Ocasional en los correspondientes nodos fronteras, informando el motivo que lo justifica. En este caso el CENACE debe informar a los Generadores

autorizados el requerimiento así como la capacidad remanente en los nodos frontera y la potencia y energía excedente exportable. Los Generadores autorizados pueden realizar nuevas ofertas. El procedimiento para su aceptación y coordinación será similar al establecido para el despacho diario, pudiendo resultar limitadas por la capacidad remanente de Transporte y las restricciones operativas vigentes.

En todos los casos en que se modifique la importación y/o exportación del Mercado Ocasional prevista, el CENACE debe realizar el redespacho para la nueva condición de oferta y demanda.

5.6.4. Criterio para efectuar el Redespacho.

Para efectuar el Redespacho se utilizarán los mismos procedimientos y el modelo del Despacho Económico Diario Programado.

5.6.5. Periodos de tiempo para el envío y procesamiento de la información para efectuar el Redespacho.

La información para redespacho la suministran los agentes al menos dos (2) horas antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El CENACE informa a las empresas generadoras afectadas por el redespacho, al menos con media ($\frac{1}{2}$) hora de anticipación. Cuando el CENACE realiza un redespacho para el resto de un día, remitirá a la página Web sus nuevos programas de generación, junto con los nuevos precios horarios previstos y causas de este redespacho, al menos con quince (15) minutos de anticipación.

5.6.6. Reclamos de los agentes.

Los agentes también podrán reclamar la falta de redespacho en el día anterior, y en consecuencia redefinición de precios vigentes, en el caso de registrarse desviaciones respecto a las hipótesis previstas. Si el CENACE demuestra que las diferencias no resultan significativas en el precio final del día, representando una diferencia no mayor que el 10%, no considerará el reclamo.

5.7. MANIOBRAS.

5.7.1. Objetivo y alcance.

Las maniobras son un conjunto de decisiones o acciones de control que ordena el CENACE, y que tienen impacto en el comportamiento del SNI. La toma de decisiones de control requiere, a su vez, de un proceso de información, diagnóstico y coordinación, tanto en los diferentes niveles de control como en la estructura total, de tal forma que el suministro de energía eléctrica, en lo posible, presente las mejores condiciones de seguridad, calidad y economía.

Este proceso integrado de control exige el establecimiento de procedimientos perfectamente definidos, que normen las actividades de información y coordinación, para que a su vez garanticen la eficiente operación del SNI, en la cual está inmersa la seguridad del personal y de las instalaciones.

5.7.2. Normas generales.

- El CENACE será el único ente autorizado para ordenar cualquier clase de maniobras en el Sistema Nacional Interconectado.
- El Centro de Operaciones de Transmisión (COT), antes de realizar cualquier tipo de maniobras, deberá coordinar previamente con el CENACE.
- Los operadores de subestaciones y centrales de generación deberán estar capacitados y calificados para la operación del equipo a su cargo.
- Solo los operadores de turno están autorizados para ordenar o ejecutar maniobras en los equipos o instalaciones bajo su responsabilidad, siempre dentro de las normas y disposiciones de operación vigentes. Cuando un operador deba retirarse por alguna causa (enfermedad, accidente, calamidad, etc.) su jefe inmediato tomará responsabilidad en forma directa o designará un operador reemplazante.
- Las maniobras que se realicen en remoto por parte del Operador del COT o de los Centros de Operación, harán las veces de Operador de subestación asumiendo las responsabilidades que ello implica.
- El Operador del COT que vaya a realizar una maniobra en remoto, comunicará el objeto de las maniobras al operador de la instalación correspondiente.
- El Operador del COT de turno deberá informar a sus superiores, del estado operativo del equipo o instalación a su cargo y de las novedades más relevantes de la operación, cuantas veces sea requerido.
- El Operador del COT que emita una orden, deberá hacerlo de forma clara y precisa, mencionando al equipo por su nomenclatura y de acuerdo a la secuencia preestablecida, exigiendo que el operador que recibe la repita, para asegurarse que fue bien entendida, la misma que deberá registrarse en la bitácora correspondiente.
- Si el Operador de la instalación que recibe una disposición observa errores en la secuencia de las maniobras dictadas por el operador del CENACE o del COT, tiene la obligación de hacer notar el error detectado e informarle la secuencia correcta de las mismas.
- Si durante la ejecución de las maniobras el operador de una instalación observa alguna condición anormal, debe comunicársela al operador que emite la disposición. Si la condición observada fuera de peligro inmediato, el operador de la instalación deberá considerar el caso como de emergencia.
- En el caso de maniobras complejas, el Operador del COT deberá ser supervisado paso a paso.
- Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador de la instalación deberán informar al Operador del COT que dispuso las maniobras y anotará en la bitácora cada maniobra y la hora de su ejecución.
- Cuando el Operador del CENACE o del COT no pueda comunicarse con alguna subestación, central de generación o instalación del Sistema, el operador de una instalación intermedia que si lo pueda hacer, deberá retransmitir los mensajes que le sean encomendados.

- En caso de presentarse situaciones de emergencia en el SNI, los sistemas de comunicaciones deberán quedar totalmente disponibles para uso exclusivo en el restablecimiento, por lo que todos los trabajadores que estén usando las comunicaciones, deberán suspender inmediatamente su utilización (conversaciones, uso computacional, entre otros).
- En el caso de presentarse anomalías en el funcionamiento de los sistemas de comunicaciones, el operador que las ha detectado, deberá reportar al CENACE o al COT, quien a su vez notificará al responsable correspondiente.
- En caso de emergencia local, tales como peligro de muerte o daños en el equipo, incendio, inundación, sabotaje, etc, el Operador de la instalación deberá regirse a los instructivos internos, efectuando las acciones respectivas para evitar o reducir los daños. Tan pronto como lo sea posible, deberá notificar a sus niveles superiores respectivos y al CENACE o al COT.
- Los operadores del CENACE, o del COT y Centros de Operaciones de los Agentes, llevarán un registro de todos los eventos sucedidos en la operación en el área de su competencia. Este registro en adelante se denominará bitácora y tendrá validez actuarial, por lo que debe ser firmado por los operadores al entregar y recibir el turno.
- Durante el turno, se registrará en orden cronológico, las novedades ocurridas debiendo ser claras, precisas y veraces. Deberá prevalecer siempre el criterio de que no se debe omitir lo que en ese momento se considere importante.
- Reportes producidos automáticamente por sistemas informáticos, tendrán la misma validez de una bitácora.
- El tiempo de referencia en el Sistema es único y es emitido por el CENACE. Los Centros de Operaciones de Transmisión, Generación y Distribución y los Operadores de centrales y subestaciones deberán con una adecuada frecuencia, igualar con la hora patrón del CENACE.
- Para actividades donde el tiempo deba ser registrado, se deberá utilizar el formato horario de 00:00 a 24:00.
- El CENACE, las centrales de generación y subestaciones deberán contar con los correspondientes instructivos de operación y maniobras de sus instalaciones, debidamente actualizados.
- Los Centros de Operación de Distribuidores ejecutarán las maniobras en los equipos de distribución bajo su cobertura, previa coordinación con el CENACE.
- El CENACE coordinará las maniobras por operación o mantenimiento de las interconexiones internacionales, según los acuerdos establecidos para tal efecto.
- La grabación de mensajes entre el personal del CENACE y personal de los Centros de Operación será de carácter obligatorio en el CENACE y opcional en el resto de los Agentes.

5.7.3. Configuración de barras.

Barras 230 kV

A Barra 1: Circuitos 1 y autotransformador 1.
 A Barra 2: Circuitos 2 y autotransformador 2. (Si es que hubiese).
 Acoplador: Cerrado.

Barras 138 kV, 69 kV y 34,5 kV

Barra principal energizada.
Barra transferencia desenergizada.
Disyuntor de transferencia abierto.

Barras especiales

- Barra 230 kV - Central Paute - fase A y fase BC
 - A Barra 3: Milagro 1, Pascuales 1, Riobamba y unidades 7 y 9.
 - A Barra 4: Milagro 2, Pascuales 2, Totoras y unidades 6, 8 y 10.
 - Acoplador: Cerrado.
- Barra 138 kV - Central Paute
 - A Barra 1: Cuenca 1, autotransformador AT1 y unidades 1, 3 y 5.
 - A Barra 2: Cuenca 2, autotransformador AT2 y unidades 2 y 4.
 - Acoplador: Cerrado.
- Barra 69 kV - Central Gonzalo Zevallos
 - A Barra A: Autotransformador Salitral, T. Gas 4, TV2, Salida 1 a EMELEC.
 - A Barra B: TV3, Salida 2 a EMELEC.

Esta configuración no deberá ser modificada sin previa autorización del CENACE.

La configuración de BARRAS en el SNI, es la siguiente:

Las Subestaciones de 230 kV tienen 2 barras, las mismas que están normalmente energizadas por medio del acoplador de 230 kV. La nomenclatura es B1 y B2.

Las Subestaciones de 138 kV y 69 kV, normalmente operan con la barra principal (BP) que opera normalmente energizada y la barra de transferencia (BT) que esta normalmente desenergizada y opera para fines de transferencia.

Se tiene una configuración de barras en el SNI, diferente a las señaladas anteriormente en las siguientes subestaciones:

S/E TRINITARIA : Tiene 1 sola barra en 230 kV (BP).
S/E POSORJA : No tiene barras en 138 kV.
S/E BABAHOYO : No tiene barras en 138 kV ni en 69 kV.
S/E POLICENTRO : Tiene 1 barra en 138 kV (BP) y 1 barra en 69 kV (BP).
S/E MACHALA : No tiene barras en 69 kV.
S/E MULALO : No tiene barras en 69 kV.

5.7.4. Secuencia de maniobras de apertura de líneas en operación normal.

5.7.4.1. Líneas de responsabilidad del transmisor.

Para la apertura de una línea de transmisión del SNI entre las subestaciones A y B, el CENACE autoriza al COT luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras. El CENACE imparte la siguiente secuencia de instrucciones al operador del COT.

1. Disponer la apertura en la subestación A de la posición de la línea hacia la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
2. Disponer la apertura en la subestación B de la posición de la línea hacia la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
3. Disponer la apertura de seccionadores de la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
4. Disponer conectar a tierra la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
5. El COT confirma al CENACE de la apertura y puesta a tierra de la línea.

5.7.4.2. Líneas de responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente).

Se cumple la siguiente secuencia:

1. El COT del distribuidor solicita autorización al CENACE para efectuar la apertura de la línea.
2. De ser necesario, el CENACE adecua las condiciones operativas del SNI para la apertura correspondiente y autoriza al COT del distribuidor que puede iniciar las maniobras
3. El distribuidor confirma al CENACE que fue realizada la apertura de la línea.

5.7.5. Secuencia de maniobras de cierre de líneas en operación normal.

5.7.5.1. Líneas de responsabilidad del transmisor.

Para el cierre de una líneas de transmisión del SNI entre las subestaciones A y B, el CENACE autoriza al COT luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras. El CENACE imparte la siguiente secuencia de instrucciones al operador del COT.

1. Desconectar de tierra en las subestaciones A y B la línea correspondiente. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.

2. Cerrar los seccionadores adyacentes a los disyuntores de la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. Efectuar el cierre del disyuntor en la subestación A de la posición de la línea a la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
4. Efectuar el cierre del disyuntor (Sincronización) en la subestación B de la posición de la línea a la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
5. El COT informa al CENACE del cierre de la línea.

5.7.5.2. Líneas bajo responsabilidad de un distribuidor (cuando afecte a otro agente).

1. El Distribuidor solicita autorización al CENACE para a efectuar el cierre de la línea.
2. De ser necesario, el CENACE adecua las condiciones operativas del SNI para el cierre correspondiente y autoriza al Distribuidor que puede iniciar las maniobras.
3. El Distribuidor confirma al CENACE que fue realizado el cierre de la línea.

5.7.6. Secuencia de maniobras de apertura de transformadores del SNT.

Para la apertura de un transformador del SNI, el CENACE coordinará con el Operador del COT la secuencia de maniobras a ser ejecutadas, luego de adecuar las condiciones operativas del SNI. El CENACE imparte al Operador del COT la siguiente secuencia de instrucciones:

1. Tratar que el flujo de potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) sea cero o lo más cercano a ese valor, para lo cual deberá subir la generación de la Central más cercana, o abriendo las cargas conectadas a la Subestación a ser desenergizada.
2. Disponer al operador del COT la apertura del disyuntor y de los seccionadores del lado de baja tensión del transformador a ser desenergizado. El CENACE espera la confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. Disponer la apertura del disyuntor y de los seccionadores del lado de alta tensión del transformador. El CENACE espera la ejecución de estas maniobras.
4. Disponer colocar puestas a tierra locales en el transformador. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
5. El COT confirma al CENACE la apertura y puesta a tierra del transformador desenergizado.

5.7.7. Secuencia de maniobras de cierre de transformadores del SNT.

Para el cierre de un transformador del SNI, el CENACE coordinará con el Operador del COT la secuencia de maniobras a ser ejecutadas, luego de

adecuar las condiciones operativas del SNI. El CENACE imparte al Operador del COT la siguiente secuencia de instrucciones:

1. El CENACE dispone que las puestas a tierra locales colocadas en el transformador sean retiradas. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
2. Efectuar el cierre de seccionadores y disyuntor del lado de alta tensión del transformador. El COT espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
3. El CENACE ordena efectuar el cierre de seccionadores y la sincronización del transformador, cerrando el disyuntor de baja tensión del transformador.
4. El COT confirma al CENACE el cierre del transformador.

5.7.8. Nomenclatura.

Con el propósito de tener una operación segura y adecuada, el CENACE define la nomenclatura para identificar voltajes, subestaciones y equipos del sistema. Dicha nomenclatura, facilita la representación gráfica por los medios técnicos y tecnológicos disponibles en la operación, y es remitida a todos los agentes del MEM.

Una vez recibida, es obligación de todos los agentes, el uso de la nomenclatura en la operación del sistema eléctrico nacional. Así mismo, para identificar a los diferentes agentes del MEM, se utiliza la codificación, cuyo detalle se encuentra establecido en los procedimientos del MEM.

6. COORDINACION PARA LA EJECUCION DE MANTENIMIENTOS.

6.1. INTRODUCCION.

Con el fin de llevar a cabo el Programa Anual de Mantenimientos aprobado por el CENACE y aquellos mantenimientos originados por situaciones emergentes, manteniendo los principios de seguridad y confiabilidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado y garantizando, dentro de lo posible, el suministro de energía eléctrica al usuario final, el CENACE coordinará con los Agentes y EL Transmisor la ejecución de los mismos, bajo las normas que se indican a continuación.

6.2. NORMAS GENERALES Y DISPOSICIONES.

1. Para efecto de la aplicación de estas normas, adicional a la definición de términos a la cual se hace referencia al inicio de esta Regulación, se establecen las siguientes nomenclaturas y definiciones: Mercado Eléctrico Mayorista (**MEM**); Ente Regulador (**CONELEC**); Centro Nacional de Control de Energía (**CENACE**); Centro de Operación del Transmisor (**COT**); Centro de Operación de Distribución (**COD**); Centro de Operación de Generación (**COG**); Sistema Nacional Interconectado (**SNI**).
2. Programa de mantenimientos: El CENACE coordinará la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las instalaciones del Sistema de Transmisión. También se incluirán los Sistemas de Distribución siempre y cuando afecten a otros Agentes del MEM. Los Agentes del MEM y el Transmisor deberán presentar sus requerimientos de mantenimientos en los términos expresados en esta Regulación.
3. Cumplimiento del programa de mantenimiento: Los Agentes del Mercado y el Transmisor deberán efectuar el mantenimiento programado cumpliendo estrictamente lo establecido en el programa definitivo establecido por el CENACE. En caso de que un mantenimiento aprobado no fuese factible ser ejecutado en la fecha prevista, el Agente o el Transmisor justificará ante el CENACE la postergación de dicho mantenimiento, programándolo para un período que no afecte a otros Agentes.
4. Las solicitudes para trabajos de mantenimiento serán presentadas al CENACE, por los representantes autorizados de los Agentes del MEM y del Transmisor. Para el efecto, el Transmisor y los Agentes presentarán al CENACE la lista de los representantes autorizados.
5. En todas las solicitudes de mantenimientos se incluirán los siguientes datos:
 - a. Nombre de la Empresa.
 - b. Nombre y cargo en la Empresa, del solicitante del mantenimiento.
 - c. Instalación e identificación clara y precisa del equipo.
 - d. Fecha y horas de inicio y finalización del mantenimiento.
 - e. Nombre y cargo de la persona responsable del mantenimiento.
 - f. Nombre y cargo de la persona responsable de la consignación.
 - g. Áreas que serán afectadas por el mantenimiento.
 - h. Descripción esencial del trabajo que se efectuará, identificando los equipos afectados por su nombre, número y su lugar de ubicación. A pedido del CENACE, el solicitante proporcionará un plano o un croquis adicional.
 - i. Indicación clara y precisa de las maniobras que deberán ejecutarse en

- la consignación y normalización del equipo y las personas que las ejecutarán.
- j. Tipo de bloqueo que se utilizará en los equipos para cumplir con las normas establecidas por los manuales generales e internos de seguridad.
 - k. Datos complementarios, tales como, si el mantenimiento afecta a otro equipo, si se disminuye la capacidad de la instalación, si es necesario que otro personal intervenga para realizar operaciones.
6. Queda terminantemente prohibido forzar la ejecución de un mantenimiento argumentando que se trata de una emergencia. Al detectarse que un Agente o el Transmisor ha incurrido en esta falta, el CENACE pondrá en conocimiento del CONELEC el particular, para la sanción pertinente por incumplimiento grave.
 7. Las emergencias por ser imprevisibles, deben atenderse en el momento en que se presenten. El CENACE atenderá estas solicitudes registrando detalladamente las causas informadas por el Agente o el Transmisor, las mismas que serán de entera responsabilidad del solicitante y podrán ser auditadas. Cada Agente del MEM y el Transmisor informarán al CENACE el personal que está autorizado para solicitar mantenimientos emergentes.
 8. El hecho de que un generador, instalaciones de transmisión o equipo primario se encuentre en disponibilidad o desenergizado, no da ningún derecho a ejecutar trabajos de mantenimiento, sin la autorización de la solicitud de consignación correspondiente.
 9. Tratándose del mantenimiento de un equipo de protecciones, control o comunicaciones del SNI que no está ligado en forma directa con el equipo primario, pero que afecta en su operación, deberá solicitarse una consignación para realizar el trabajo con el equipo principal en servicio.
 10. Previo a la presentación de la solicitud al CENACE, se entiende que el Agente solicitante o el Transmisor ha coordinado previamente la realización del mantenimiento con los Agentes afectados, de tal manera que los horarios de ejecución establecidos en la solicitud de consignación, se encuentren aceptados y en conocimiento de estos últimos.

6.3. CALIFICACION DE LAS CONSIGNACIONES.

1. Consignación Nacional: Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SNI, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas y las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SNI o cuando limitan la atención de la demanda.
2. Consignación Local: Son las consignaciones para intervenciones sobre los equipos que no están clasificadas como Consignación Nacional, es decir, que no afectan ni restringen la operación del SNI, ni comprometen la confiabilidad de éste.
3. También se considerará Consignación Nacional, cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación, ya que afecta la confiabilidad del SNI:
 - a) Los generadores considerados en el despacho centralizado.
 - b) Los sistemas de recierres de líneas del SNI.
 - c) Los reactores y capacitores de línea, barras y terciarios asociados a la red del SNI.

- d) Las protecciones y sistemas de control y disparo asociados a generadores conectados al SNI.
 - e) Los Sistemas de Telecomunicaciones propios del SNI.
 - f) Las líneas de transmisión para interconexiones internacionales.
 - g) Los componentes del Sistema de Tiempo Real – STR- del CENACE y utilizados también por el COT.
 - h) Los sistemas de telecomunicaciones que afecten la transmisión de datos operativos (STR) y comerciales (SMEC) al CENACE o teleprotecciones de circuitos de la red del SNT.
4. Se considerará Consignación Local, cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación:
- a) Interruptores y seccionadores, cuando el circuito continúa en operación normal a través de transferencia y recierres en servicio.
 - b) Interruptores de subestaciones con configuración tal que con su apertura se mantiene la disponibilidad de los cortes adyacentes, sin interrupción de suministro, ni restricción alguna de la capacidad de transferencia.
 - c) Seccionadores de barras que no involucren modificación en las transferencias por líneas o transformadores.
 - d) Barras de reserva que se encuentren normalmente desenergizadas.
 - e) Cargadores de baterías, siempre y cuando se cuente con uno de reserva.
 - f) Generadores y transformadores de servicios auxiliares, siempre y cuando quede alimentada la totalidad de la carga.
 - g) Compresores de aire de los interruptores, siempre y cuando no se afecten mecanismos de maniobras.
 - h) Sistemas de extinción de incendio.
 - i) Registradores y localizadores de fallas.
 - j) Instrumentos de medidas (Amperímetros, Voltímetros, Vatímetros).
 - k) Redes locales de sistemas de información, que no tengan acceso de terceros.
 - l) Sistemas de Fax.
 - m) Plantas Telefónicas locales.
5. Las Consignaciones Nacionales son estudiadas y aprobadas por el CENACE dentro de la Programación de Operación Semanal.
6. Las consignaciones locales son evaluadas y aprobadas internamente por los Agentes. Para el caso del Transmisor, comunicará al CENACE su Programación Semanal, en los mismos plazos señalados para las Consignaciones Nacionales.

6.4. CODIGO DE COLORES PARA LAS CONSIGNACIONES NACIONALES.

Considerando que tanto la seguridad de las personas cómo de la operación del SNI deben ser tomadas en cuenta en la ejecución de las consignaciones, se establece la siguiente codificación:

1. Consignación Roja (Peligro)

- Cuando hay demanda no atendida.
- Cuando se trabaja en vivo sobre equipos o líneas energizadas.
- Cuando hay varios grupos de trabajo sobre los mismos equipos o relacionados.

2. Consignación Amarilla (Alerta)

- Cuando se cambian límites operativos y/o generaciones de seguridad.
- Cuando se realizan maniobras de apertura y/o aterrizaje de equipos.

3. Consignación Blanca (Normal)

- Las demás consignaciones.

El CENACE calificará el código a ser aplicado a la solicitud de mantenimiento presentada, el mismo que será registrado en la solicitud aprobada.

6.5. COORDINACION PARA LA CONSIGNACION NACIONAL.

1. La Programación de Operación Semanal tiene vigencia de miércoles a martes. Por tanto, los Agentes propietarios del equipo o Transmisor, remitirán al CENACE su Programa Semanal de Mantenimientos, hasta las 12:00 horas del día jueves anterior al período semanal respectivo.
2. El CENACE estudiará la información y verificará, en primera instancia, si los trabajos incluidos en la Programación tienen categoría de Consignación Nacional.
3. El CENACE informará en forma directa, a las Empresas solicitantes, cuáles mantenimientos han sido aprobados, conjuntamente con la publicación de la Programación de Operación Semanal.
4. El CENACE aprobará los programas de mantenimiento de acuerdo con los análisis eléctricos y energéticos y determinará las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de los equipos en mantenimiento y los incluirá en el despacho económico del día correspondiente.
5. De los mantenimientos que hayan sido aprobados por el CENACE, dentro de la programación semanal, la Empresa propietaria del equipo enviará su solicitud de consignación de mantenimiento al CENACE, con por lo menos cuarenta y ocho horas (48 horas) de anticipación, con mayor razón si el mantenimiento involucra desconexiones de carga.
6. La solicitud y la correspondiente autorización de una consignación, se efectuarán en el formulario codificado respectivo, preparado por el CENACE. A futuro y para facilitar el proceso de Consignaciones Nacionales se propone el desarrollo de una aplicación denominada "SISTEMA DE CONSIGNACIONES NACIONALES" la cual será una herramienta bajo ambiente WINDOWS que podrá ser accesada remotamente por cualquier Agente.
7. La designación del personal autorizado no libera al Agente de su responsabilidad en la ejecución del mantenimiento.
8. Si por cualquier razón la persona autorizada para solicitar una consignación deja de tener funciones relacionadas con una consignación que haya sido autorizada por el CENACE, el Agente informará al CENACE de este particular.
9. El CENACE informará en forma directa, a los Agentes afectados por el mantenimiento, lo cual no deslinda de la responsabilidad que tiene el Agente solicitante de realizar su propia coordinación y notificación.
10. La autorización de la consignación dada por el CENACE, no faculta al Agente a adelantar la ejecución de los trabajos.
11. Para las consignaciones nacionales, el CENACE elaborará la ficha de maniobras, para consignar el equipo primario solicitado y para su retorno al servicio, una vez finalizado el trabajo. Esta ficha será puesta en conocimiento del

Operador del CENACE y de los Agentes involucrados, con la debida anticipación.

12. Si las condiciones del SNI varían de tal manera, que una consignación autorizada no puede llevarse a cabo, el Operador del CENACE podrá cancelarla, debiendo comunicar esta decisión al solicitante tan pronto como le sea posible, informándole la causa de la cancelación.
13. La consignación para la realización de trabajos que impliquen riesgo de disparo y afectación de la prestación del servicio deberán ser programadas fuera de las horas de demanda de punta.

6.6. CONSIGNACION Y EJECUCION DE MANTENIMIENTOS EN EQUIPOS DEL SNI.

1. El Responsable del mantenimiento se presentará al sitio de los trabajos con la debida anticipación e informará al personal encargado de las instalaciones, acerca del equipo que requiere ser consignado presentando el correspondiente permiso debidamente aprobado por el CENACE.
2. El personal de operación del sitio se comunicará con el Centro de Operación de su empresa y este a su vez con el Operador del CENACE, en forma directa, y solicitará el inicio de la consignación correspondiente.
3. El CENACE coordinará las acciones y las maniobras necesarias para retirar de servicio el equipo solicitado y una vez que se garantice que el equipo se encuentra desenergizado, procederá a la entrega del mismo al CO respectivo y este a su vez con el personal de operación del sitio, autorizando el inicio de los trabajos.
4. Al conceder la consignación al Agente solicitante, el Operador del CENACE debe expresarse en forma clara y concisa, identificando con precisión el equipo de que se trate por su nomenclatura, definiendo la duración y número de consignación, haciendo las observaciones que juzgue oportunas para evitar cualquier error, así como advertirle que tome las precauciones pertinentes.
5. Todos los equipos del Sistema deberán estar debidamente identificados siguiendo el patrón y nomenclatura definido por el CENACE, de acuerdo a las normas establecidas en estos procedimientos.
6. Al momento de realizar las maniobras de la consignación programada, las órdenes verbales emitidas por el Operador del CO deberán ser en un lenguaje claro y sencillo, usando siempre el léxico adecuado para evitar confusión en la comunicación de las órdenes. Cada instrucción verbal expresada entre el Operador del CO y el personal que ejecuta la consignación deberá repetirse textualmente al menos una vez para comprobar que la misma fue claramente entendida.
7. Si durante la ejecución de las maniobras para la consignación, se detecta alguna anomalía, se deberá suspender la siguiente maniobra hasta que la misma sea corregida o se suspenda el mantenimiento.
8. El Jefe de Consignación deberá asegurarse que el equipo no tiene peligro de reenergizarse. Si es necesario, solicitará al personal responsable de los trabajos verifique por medio de equipos de prueba, que este equipo dado en consignación está efectivamente desenergizado.
9. Un equipo puede quedar libre sólo si se han cumplido los procedimientos necesarios para asegurarse que no pueda volver a funcionar, o sea, haberse desconectado la alimentación a las bobinas de cierre, cerrar válvulas de la tubería de aire, bloquear mecanismos que de alguna u otra manera evite su operación.

10. Cuando se ejecute más de una Consignación sobre un mismo equipo, provenga o no de solicitudes distintas, existirá un responsable por cada consignación. Quedará a criterio del CENACE decidir si esta responsabilidad recae sobre una sola persona, si la situación del trabajo así lo amerita, sin degradar la seguridad de las personas y los equipos y sin poner en peligro la operación del SNI.
11. Tomando en cuenta que la confiabilidad de las unidades generadoras depende de su equipo auxiliar de reserva, el Agente deberá avisar al CENACE cuando dicho equipo no esté disponible o se haga su cambio a otro, por mantenimiento.
12. Si en el transcurso de un mantenimiento normal bajo consignación se detecta una condición anómala y/o peligrosa para la operación subsecuente del equipo, el Agente deberá informar inmediatamente al CENACE para continuar dicha consignación como de emergencia. Esto no significará que puedan ser superados los tiempos programados para el mantenimiento.
13. En cada ocasión que el personal de mantenimiento de un Agente intervenga en una instalación del SNI, procederá con la entrega y recepción de los equipos con el Operador del campo. De igual manera, al retirarse de la instalación deberá informar al Operador de campo de los trabajos realizados y las condiciones de la instalación. Además deberá escribir en la bitácora dicha información.
14. Cuando se libere una parte del equipo o se vaya a trabajar en circuitos de control o sistemas de protecciones, que puedan inducir a operaciones erróneas en el equipo relacionado u ocasionar algún disturbio, el Operador del CENACE dispondrá la toma de medidas complementarias de seguridad, tales como bloqueo de protecciones o de relés de disparo.
15. El Operador del CENACE sólo se comunicará con el jefe de trabajos en casos excepcionales, como en mantenimientos de circuitos de transmisión en sitios de difícil comunicación y en aquellos sitios donde no exista Operador. Es obligatorio el uso de sistemas de comunicación móvil para estos casos.
16. Para la seguridad del personal, se deberán utilizar tres tipos de tarjetas de indicación identificadas con los colores blanco, amarillo y rojo, que definirán las condiciones bajo las cuales se encuentran los equipos involucrados en la consignación. La forma de utilizar las tarjetas es la siguiente:
 - **Tarjeta Roja:** Se colocará sobre los equipos que deberán quedar desenergizados o fuera de servicio. La tarjeta roja colocada sobre un determinado equipo, indicará que deberán tomarse todas las medidas de seguridad necesarias para que dicho equipo no pueda ser energizado accidentalmente bajo ninguna circunstancia.
 - **Tarjeta Amarilla:** Se colocará sobre los equipos cuando los mismos van a permanecer energizados mientras se trabaja en ellos. La tarjeta amarilla colocada sobre un determinado equipo, indicará que deberán ser desconectados todos los dispositivos de reenergización automática de dicho equipo.
 - **Tarjeta Blanca:** Se colocará sobre los equipos cuando éstos deban permanecer operando bajo alguna condición especial.
17. Sobre todas las tarjetas deberán indicarse en forma escrita el nombre de la persona que la coloca, indicándose también la Empresa para la cual labora y su cargo en ella.
18. Cada tarjeta sólo podrá ser removida del equipo por la persona que la colocó.
19. Cuando se dispone de personal en la subestación o central de generación, para realizar un mantenimiento con el equipo en servicio, se colocará la tarjeta amarilla en el control del interruptor del circuito o línea. Cuando se trate de

circuitos con interruptor que tengan recierre, se bloqueará el recierre y se colocará tarjeta amarilla tanto en el control del interruptor, como en el recierre.

20. Cuando se trate de circuitos con relés de baja frecuencia, su bloqueo será autorizado por el CENACE.
21. El responsable del mantenimiento tiene la obligación de:
 - Estar presente en el sitio y conocer los trabajos que se van a ejecutar.
 - Poseer un equipo de comunicación adecuado para tener contacto con el CO o el Operador de las instalaciones.
 - Supervisar que el personal trabaje en las condiciones de seguridad establecidas dentro de su respectivo Manual de Seguridad.
22. En caso que el mantenimiento autorizado sea en una línea de transmisión, el procedimiento anterior se aplicará en cada una de las subestaciones involucradas, de acuerdo con las prácticas vigentes.
23. El Operador del CENACE deberá mantener una supervisión de los mantenimientos en ejecución.
24. Sólo el Responsable del mantenimiento, a quien se concede la consignación y el grupo de trabajadores bajo su supervisión, puede trabajar en el equipo.
25. La consignación autoriza exclusivamente los trabajos especificados. En caso de ser necesario otros trabajos, deberá solicitarse otra consignación.
26. El que una parte del equipo esté fuera de servicio por mantenimiento, no autoriza a otro trabajador a trabajar en él sin solicitar otra consignación.
27. Las consignaciones no deberán ser devueltas hasta la terminación del trabajo y de las pruebas que el caso requiera.
28. Sólo el Responsable a quien fue concedida la consignación debe devolverla. En caso de su ausencia, por cualquier motivo, el jefe inmediato superior designará su reemplazo, previo acuerdo con el Operador del CENACE o del COT, haciéndose totalmente responsable de ella. Así mismo, en el caso de trabajadores de turnos continuos el responsable de la consignación podrá transferirla al trabajador que ocupe su puesto siempre y cuando esté autorizado y se haya informado al Operador del CENACE o del COT.
29. Cuando el personal executor del mantenimiento concluya sus labores, entregará el equipo al personal de operación del sitio e informará el estado del mismo.
30. El personal de operación del sitio entregará el equipo consignado al CO respectivo, el que a su vez entregará al CENACE para la operación, informando acerca del estado del mismo. En caso de existir alguna restricción deberá informar claramente, la misma que no deberá ser impedimento para su funcionamiento, caso contrario se considerará al equipo en indisponibilidad.
31. El CENACE coordinará las acciones y las maniobras necesarias, con el CO del Agente o el COT, para colocar en servicio el equipo, concluyendo así la consignación nacional correspondiente.
32. El no devolver la consignación al término del trabajo para el cual fue solicitada, se considerará como una falta grave. El CENACE elevará al CONELEC el incumplimiento del Agente responsable, previa investigación de las causas, que se harán constar en el acta administrativa respectiva.
33. La devolución de la consignación se hará en forma clara y concisa, indicando:
 - Nombre del responsable de la consignación.
 - Número de la consignación.
 - Identificación precisa del equipo consignado.
 - Nombre del Operador del CO que devuelve la consignación.

- Nombre del Operador de campo que retiró los medios de protección que se utilizaron para la consignación.
 - Si la consignación fue solicitada como consecuencia de una falla del equipo, se informará de forma completa y fidedigna la causa del daño y la reparación efectuada.
34. El Operador de campo bajo ninguna circunstancia debe realizar la prueba de energización al equipo en consignación, sin autorización de su CO respectivo.
 35. El Operador de campo tiene la obligación de verificar el estado del equipo una vez terminada la consignación (excepto en las líneas de transmisión), informando del particular al Operador del CO respectivo y este al CENACE.
 36. Al término de una consignación el equipo será normalizado lo antes posible poniéndolo en servicio en presencia del ejecutor del trabajo o dejándolo en disponibilidad.
 37. En las consignaciones sobre un equipo de teleprotección se requiere que en el lugar del trabajo esté personal autorizado para asegurar la correcta devolución del equipo bajo consignación.
 38. En caso de que no exista comunicación directa con el CO respectivo, las entregas y devoluciones de consignación podrán hacerse directamente al CENACE.
 39. Sólo por causas excepcionales o de fuerza mayor, podrán prorrogarse las consignaciones. Usualmente se establecen programas de mantenimientos, concediéndose éstas en sucesión, por lo que la incorrecta duración de una de ellas, altera la ejecución de los siguientes mantenimientos, pudiendo causar serios perjuicios.
 40. Las prórrogas serán concedidas por el CENACE. Las prórrogas que sobrepasan la fecha de entrega prevista, deberán ratificarse por escrito indicando la justificación de las mismas.

6.7. PROCEDIMIENTOS PARA TRABAJOS EN CALIENTE (CON VOLTAJE).

Se define como trabajos en caliente, aquellos que se ejecutan en equipos con voltaje, sin disminuir su capacidad operativa.

1. Para ejecutar un trabajo en un equipo primario con voltaje, se deberá coordinar con el CENACE la solicitud de restricción operativa correspondiente, para lo cual se seguirá el procedimiento similar como para una Consignación Nacional.
2. El personal relacionado directa o indirectamente con trabajos en caliente, tiene que observar con el mayor rigor, todo lo establecido en los procedimientos de Seguridad Industrial e Instructivos para trabajos en caliente.
3. El Responsable del Trabajo comprobará con el Operador del CO del Agente o del COT o con el Operador de la subestación más cercana que, desde el sitio del trabajo, las comunicaciones de voz funcionen perfectamente.
4. Para iniciar un trabajo en caliente, el Operador del CENACE dispondrá previamente la colocación de las tarjetas de señalización en las manijas de comando de los interruptores asociados al equipo primario y bloquear todos los dispositivos de recierre.
5. Cuando el Responsable de un Trabajo en caliente, necesite retirarse del sitio del trabajo, procederá previamente a designar un reemplazante y notificará de este particular al Operador de CO respectivo.
6. Si por razones de fuerza mayor, un trabajo en caliente fuese suspendido, para la reiniciación del mismo el Responsable del Trabajo deberá seguir lo establecido en este numeral.

7. En caso de disparo de los interruptores de la línea de transmisión o equipo donde se ejecuta un trabajo en caliente, estos no podrán ser operados nuevamente, mientras no se tenga comunicación con el Responsable del Trabajo y confirme que se puede realizar cualquier maniobra.
8. Si se dispara uno de los interruptores de una línea de transmisión, donde se ejecuta un trabajo en caliente, el Operador del COT procederá a coordinar la apertura del o los interruptores restantes y/o no volverá a operarlos, mientras no se haya comunicado y verificado con el Responsable del Trabajo.
9. Cuando el Responsable de un Trabajo en caliente, en una línea de transmisión o equipo primario, solicite desenergizarlo por alguna condición emergente al CO respectivo, tomando en consideración las posibles repercusiones que puede darse con el servicio a los usuarios. El CENACE con el CO respectivo procederá a coordinar la apertura de los interruptores correspondientes. El Operador del CO, reportará al CENACE, a la brevedad posible, las causas por las cuales se solicitó la desenergización emergente de la línea, a fin de informar a los Agentes involucrados, para los fines consiguientes.
10. El Responsable del Trabajo se mantendrá atento a toda llamada del personal que ejecuta el trabajo y reportará periódicamente al Operador del CO o, en su defecto, al Operador de la Subestación más cercana, el avance de los trabajos o novedades que en él se suscitasen.
11. El Responsable del Trabajo en caliente una vez que se haya terminado el mismo, comprendiendo dentro de esto, el retiro del personal y de los equipos utilizados, notificará de esta finalización al Operador del COT o al Operador de la subestación más cercana. En estas condiciones, se prohíbe realizar otros trabajos sin la autorización correspondiente.
12. El CO confirmará al CENACE la finalización de los trabajos en caliente.

6.8. PROCEDIMIENTOS PARA CONSIGNACIONES NACIONALES DE EMERGENCIA.

Las consignaciones de emergencia son aquellas en las cuales se requiere la intervención en un equipo en forma inmediata o mediata y que por el estado del equipo no es posible cumplir con el procedimiento establecido anteriormente, sin poner en peligro la seguridad del equipo.

Los Agentes y el Transmisor solicitarán las consignaciones emergentes al CENACE, de la siguiente manera:

- A la Dirección de Operaciones del CENACE cuando los trabajos se requieren realizar el mismo día en el cual se presenta el problema o al Operador del CENACE cuando la emergencia se presenta en horas no laborables.
- A la Dirección de Planeamiento del CENACE cuando los trabajos se pueden realizar a partir del día siguiente.

6.9. CONSIGNACION DE EQUIPOS ASOCIADOS A INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

Para realizar mantenimiento en estos equipos aparte de cumplir con la reglamentación respectiva de los dos países, se deberá tomar en cuenta los procedimientos para Consignación Nacional.

6.10. CONSIGNACION DE EQUIPOS Y PROGRAMAS DEL SISTEMA DE TIEMPO REAL DEL CENACE (STR).

6.10.1. Introducción.

Dado que los mantenimientos en los equipos y programas del sistema de tiempo real del CENACE también tienen influencia en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, es importante normar su ejecución.

6.10.2. Conceptos para la consignación de equipos y programas en el STR.

- Sistema de Tiempo Real (STR): El Sistema de Tiempo Real del CENACE incluye: las Funciones de Aplicación, de Adquisición de Datos y Procesamiento ; la funcionalidad de la interfaz hombre - máquina basada en una arquitectura abierta de los equipos ; los programas del Sistema Central ; los puestos de trabajo ; los procesadores frontales y el sistema de comunicaciones para la transmisión de datos incluidas las Unidades Terminales Remotas hasta las regletas frontera.
- Mantenimiento programado: Es el mantenimiento de equipos y programas reportado por los grupos de mantenimiento del CENACE, transmisor o Agentes, para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos del STR.
- **Consignación de equipos y programas.-** Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, de una instalación o de parte de ella o de un paquete de programas del STR para mantenimiento, actualización o modificación.

6.10.3. Objetivo de los mantenimientos de los elementos del STR.

- Los mantenimientos en equipos y programas integrantes del Sistema de Tiempo Real del CENACE no deben interferir con la operación del SNI.
- El mantenimiento de los sistemas de telecomunicaciones utilizados por el CENACE, Transmisor o los Agentes, para la adquisición de los datos en tiempo real del SNI debe contribuir para cumplir con índices establecidos de disponibilidad.
- El mantenimiento de los componentes del Sistema de Tiempo Real ubicados en las instalaciones de las subestaciones y centrales del SNI, UTR's; de los equipos y programas de las instalaciones del Sistema Central del STR; de los medios de comunicación utilizados por el CENACE para el intercambio de la información operativa entre el CENACE y los CO de las Empresas y el Transmisor; debe contribuir para cumplir con los índices establecidos de disponibilidad.

6.10.4. Calificación de las consignaciones nacionales en el STR.

Es el mantenimiento de los equipos y programas del STR del CENACE, cuya indisponibilidad disminuye la confiabilidad de la supervisión y coordinación de la operación del SNI. Las Consignaciones Nacionales son estudiadas y aprobadas por el CENACE.

Cualquier intervención sobre los equipos y programas listados a continuación afecta la confiabilidad de la operación del SNI y por lo tanto debe ser considerada como Consignación Nacional:

- El Sistema de Transmisión de Datos al CENACE y al Transmisor, el mismo que utiliza fundamentalmente el sistema de comunicación de onda portadora, PLC, del SNI.
- Los sistemas de telecomunicaciones para la coordinación de la operación por parte del CENACE y del Transmisor.
- Los componentes del STR del CENACE.

6.10.5. Trámite de consignaciones nacionales programadas en el STR.

Para coordinar la ejecución de mantenimientos programados en los equipos y programas antes referidos y catalogados como Consignaciones Nacionales, en todo lo que sea aplicable se seguirá el procedimiento establecido en la presente Regulación.

Dentro del proceso de Consignaciones Nacionales, se distinguen los siguientes tipos de grupos de trabajo:

6.10.5.1. Agente de consignación.

Se denomina al grupo de trabajo, responsable de la planificación de los trabajos de mantenimiento del STR, el mismo que debe tramitar la consignación para conservar disponibles para la operación el o los equipos o programas objeto de Consignación. En el CENACE se denominará Grupo de Mantenimiento del Sistema en Tiempo Real, en la Empresa de Transmisión se denominarán Grupo de Mantenimiento de Subestaciones y Grupo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y en cada Agente se denominará el Grupo de Mantenimiento.

6.10.5.2. Programados de consignaciones.

Corresponde al CENACE la responsabilidad de estudiar, analizar y aprobar las solicitudes de Consignación Nacional, así como de definir y clasificar las restricciones e informar a todos los participantes del Sistema en Tiempo Real, afectados por la ejecución de las consignaciones. La dependencia del CENACE con tal responsabilidad es la Dirección de Operaciones.

6.10.5.3. Coordinador de la ejecución de la consignación.

La Ejecución de la Consignación corresponde al CENACE a través del Centro de Operaciones. Este personal será el encargado de la coordinación de la operación del SNI en tiempo real y tendrá la responsabilidad de ejecutar las consignaciones nacionales programadas y las consignaciones de emergencia. La responsabilidad sobre la ejecución del mantenimiento es de los grupos Agentes de Consignación.

6.10.5.4. Ingreso de la solicitud y aprobación.

1. Con base en los programas de mantenimientos cada Agente de Consignación prepara y autoriza las consignaciones necesarias de los equipos bajo su responsabilidad y las remite al CENACE.
2. El CENACE en su calidad de Programador de Consignaciones, integra las diferentes solicitudes de consignaciones nacionales, analiza y aprueba o difiere las solicitudes llevando las Consignaciones a estado aprobada o diferida. Adicionalmente, con base en la información que acompaña la solicitud y estudios que realice el Programador de Consignaciones, se establecerán las restricciones de las Consignaciones.
3. Los programas semanales de consignaciones aprobadas y sus restricciones asociadas, serán informados al Centro de Operaciones del CENACE y a los usuarios del Sistema de Tiempo Real afectados por la ejecución.

6.10.6. Consignación y ejecución de mantenimientos en equipos y programas del STR.

1. El CENACE autorizará las maniobras de desconexión y conexión del equipo bajo Consignación Nacional.
2. El personal ejecutor del mantenimiento se presenta al sitio de los trabajos e informa al personal encargado de la operación acerca del equipo que requiere ser consignado presentando el correspondiente permiso debidamente aprobado por el CENACE.
3. Durante la Consignación, el equipo se considera indisponible y queda bajo la completa responsabilidad del grupo de trabajo. El jefe de trabajos en sitio es el responsable de la seguridad física de las personas y de los equipos a intervenir.
4. El personal de operación del sitio se comunica con el CENACE y solicita el inicio de la consignación correspondiente.
5. Cuando el personal ejecutor del mantenimiento concluya sus labores, entrega el equipo al personal de operación del sitio e informa el estado del mismo.
6. La devolución de una consignación en un equipo de control supervisor (unidad terminal remota o canal de datos), que haya implicado la pérdida de telemedición no deberá recibirse hasta verificar que las señales presentadas al mismo sean razonablemente congruentes con los valores de medida y de estado existentes en el campo.
7. El personal responsable del mantenimiento entrega al CENACE el equipo disponible para entrar a operación, informando acerca del estado del mismo.
8. Si es necesario, el CENACE coordinará directamente las acciones necesarias para colocar en servicio el equipo, concluyendo así la consignación correspondiente.

6.10.7. Trámite de consignación nacionales de emergencia en el STR.

Las consignaciones de emergencia son aquellas en las cuales se requiere la intervención de un equipo en forma inmediata y que por el estado del equipo no es posible cumplir con una programación ni con los términos de la

reglamentación establecida para tal fin, sin poner en peligro la seguridad y el comportamiento del equipo.

Cuando se presenta la emergencia, los Agentes de Consignaciones informarán al Centro de Operaciones del CENACE cuando los trabajos se requieren realizar el mismo día en el cual se presenta el problema o cuando la emergencia se presenta durante un fin de semana o días festivos.

6.10.8. Consignaciones locales.

Son las consignaciones para intervenciones sobre los equipos que no están clasificadas como Consignación Nacional, es decir, que no afectan ni restringen la operación del SNI, ni comprometen la confiabilidad de supervisión y control de éste.

6.11. INDICES DE GESTION.

Para evaluar y mejorar la gestión en el proceso de consignaciones nacionales se ha implementado el seguimiento de los siguientes índices:

6.11.1. Índice para valorar los resultados de los estudios eléctricos y energéticos.

Se lleva el indicador mensual:

$$\text{NMP/NME} \times 100\%$$

donde:

NMP = Número de mantenimientos de problema cuya ejecución haya ocasionado eventos de frecuencia o voltaje en el SNI.

NME = Número de mantenimientos ejecutados

Los tipos de problemas son los siguientes:

- La ejecución de la consignación ocasionó períodos con voltaje fuera del rango.
- Variación de frecuencia por fuera del rango como consecuencia de la ejecución.
- Demanda no atendida no considerada en los estudios.
- Sobrecarga en equipos no considerada en los estudios.
- Ningún problema.

6.11.2. Índice para hacer un seguimiento de la ejecución del plan semanal y realimentación del proceso.

$$\text{NME/NMA} \times 100\%$$

donde:

NME= Número de mantenimientos ejecutados

NMA= Número de mantenimientos aprobados

6.11.3. Índice para verificar la calidad del proceso en la ejecución.

Se lleva el indicador mensual:

$$\text{NMR/NMA} \times 100\%$$

donde:

NMR = Número de mantenimientos con reclamo por parte del personal afectado

NMA = Número de mantenimientos aprobados.

Los tipos de reclamaciones son las siguientes:

- Faltó informar a algún Agente afectado
- Falló el estudio eléctrico
- La información sobre maniobras fue incompleta
- Falla en información del Agente solicitante
- No hay reclamación.

7. PROCEDIMIENTOS PARA ESTADO DE EMERGENCIA DEL SNI.

7.1. CONSIDERACIONES GENERALES.

Este capítulo reglamenta los derechos y obligaciones que deben ser considerados por todos los Agentes del MEM, al presentarse condiciones operativas anormales y de emergencia en el SNI, debido a la ocurrencia de contingencias severas, que produzcan o puedan producir indisponibilidad momentánea o permanente de equipos importantes de la red e incluso colapsos parciales o total del SNI.

Dentro de los objetivos de estos procedimientos está el reducir al mínimo posible el tiempo de restablecimiento del SNI, considerando prioritario la integridad de las personas, la conservación de los equipos y la continuidad del servicio.

Cuando se den condiciones de emergencia en el SNI, el CENACE podrá delegar temporalmente la tarea de coordinación operativa que le corresponde, al Centro de Operación respectivo, hasta cuando las condiciones operativas lo permitan al CENACE retomar dicha responsabilidad. Solamente el CENACE tomará decisiones de despacho o redespacho, y los otros Centros de Operación aplicarán las instrucciones que al respecto él establezca.

7.2. TIPOS DE EMERGENCIAS.

- a) **Emergencia de Potencia:** Se entiende por Emergencia de Potencia la existencia de un déficit momentáneo de generación en el SNI. El CENACE impartirá instrucciones a los Agentes, para superar dicho déficit.
- b) **Emergencia en el Sistema de Transmisión:** En contingencias del Sistema de Transmisión que afecten el normal cumplimiento del despacho de generación o el suministro de servicio. El CENACE impartirá las instrucciones a los Agentes involucrados, especialmente a los del área en emergencia y al Centro de Operación de Transmisión.
- c) **Emergencia en el Sistema de Distribución:** En las contingencias que se restringen a un área operada por una de empresa de Distribución, las instrucciones serán impartidas por el Centro de Operación respectivo y su restablecimiento en coordinación con el CENACE.
- d) **Emergencia en una Unidad Generadora:** Ante una falla propia de la unidad generadora, el Generador tendrá máxima jerarquía durante tal emergencia. El CENACE procederá a sustituirla en caso de así requerir el Sistema.
- e) **Pérdida Parcial o Total del SNI:** Como caso particular se encuentran los colapsos parciales o total del SNI. En estas condiciones las alternativas de reposición pueden ser especiales y son normadas de forma particular más adelante.
- f) **Colapso Total del SNI:** Se entiende por la pérdida total de generación y carga en todo el SNI. En esas condiciones el nivel determinante será el CENACE. El CENACE coordinará con el COT la conformación de subsistemas con fines de restablecimiento. En cada subsistema (área) aislado el CENACE, o el Centro de Operación delegado si fuere del caso, deberá coordinar la recuperación del área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo a la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio el CENACE analizará la posibilidad de interconectar con otro subsistema o el SNI y determinará la oportunidad de la sincronización. En caso de que un área aislada no tenga generación, la Empresa Distribuidora responsable abrirá los interruptores

frontera con el fin de aislar la demanda, avisará al CENACE de su estado y esperará a que el CENACE le dé la orden para conectarse con alguno de los subsistemas vecinos para empezar a tomar carga.

- g) **Colapso Parcial del SNI:** Es el caso de pérdida total o parcial de generación y carga en una o más áreas vinculadas. El CENACE podrá delegar la tarea de la reposición al Centro de Operación respectivo. La obligación del Centro de Operación consistirá en recuperar su Sistema sin vincularse al Sistema Troncal. Una vez que el CENACE considere que existen las condiciones adecuadas, dispondrá la sincronización de cada subsistema con el SNI.
- h) **Reducción de la Capacidad de Transporte:** La pérdida de uno o más elementos de transmisión, puede restringir la capacidad de transporte de un subsistema dado. La actuación de las protecciones puede llevar a la desconexión automática de generación y/o carga instantáneamente. De persistir la falla o que los elementos afectados por la falla queden fuera de servicio, será necesario ingresar con generación disponible en el SNI con las restricciones existentes. En ese caso el Transmisor adecuará su Sistema a la nueva situación, informará al CENACE y a los Centros de Operación respectivos sus nuevas consignas de operación. El CENACE por su parte despachará otras máquinas para cubrir el faltante de generación, dando ordenes a otros Generadores.
- i) **Generación Forzada:** Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) queda sobrecargado, se ingresará con la generación más rápida existente en el Sistema o en el subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales. La generación despachada por esta causa será considerada forzada, mientras se encuentre en operación, a no ser que luego de retornar a las condiciones normales, esta sea requerida dentro del despacho normal.

7.3. COORDINACION DEL RESTABLECIMIENTO.

Cuando se presenta un evento que afecta total o parcialmente el SNI, el CENACE, en coordinación con los Centros de Operaciones del Transmisor y de los Distribuidores determinarán las acciones a seguir en el restablecimiento, de acuerdo con el siguiente esquema:

- a. El CENACE, el Transmisor y los Distribuidores determinarán, con la información recibida de sus correspondientes equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento.
- b. Los Centros de Operación establecen comunicación inmediata con el CENACE e informan acerca de la topología y el estado de la red.
- c. El tiempo que el sistema eléctrico permanecerá afectado por una contingencia dependerá de dos factores:
 - 1. El buen estado de los equipos.
 - 2. El personal implicado en la operación debe ser debidamente adiestrado y tendrá que conocer perfectamente las maniobras que le corresponde desarrollar y consciente de que forma parte de un equipo y, en consecuencia, el éxito de la operación dependerá de todos y cada uno de los operadores involucrados en la operación.
- d. El CENACE define el plan de restablecimiento con base en las consignas operativas acordadas con los Centros de Operación. El plan se desarrolla

manteniendo una comunicación continua entre el CENACE y los Centros de Operación.

- e. Los Centros de Operación de Distribuidores coordinarán las maniobras a su cargo según el plan definido e informarán al CENACE, a través del canal de comunicación que se haya establecido, sobre las maniobras que se realicen hasta concluir el restablecimiento.
- f. Los circuitos de distribución que pertenecen al EAC (Esquema de Alivio de Carga) y EACBV (Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje) tienen prioridad en el restablecimiento del SNI.
- g. No se deberá exceder del 100% de la capacidad de generación de las unidades que se encuentren en operación, durante el restablecimiento en las diferentes Zonas Eléctricas.
- h. No se deberá exceder la capacidad permitida de los equipos del Sistema de Transmisión (transformadores, circuitos, líneas de transmisión).
- i. Se considera que los circuitos número 1 de las líneas de transmisión de 230 Kv poseen relés de sobretensión, razón por la cual, en el proceso inicial de conformación de las Zonas Eléctricas se operan los circuitos número 2.
- j. Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse manualmente dentro del rango de 59.8 Hz a 60.2 Hz. El CENACE en coordinación con el Centro de Operación correspondiente informa a las empresas la magnitud de demanda que debe ser reconectada. Una vez se normalice la demanda, la empresa informará al CENACE, la magnitud de la demanda efectivamente reconectada y la demanda restante que todavía se encuentra fuera de servicio.

7.4. DESCONEXION DE EQUIPOS ESPECIALES.

- Cuando la desconexión de un equipo se debe a la operación de sus protecciones, por anomalías en el mismo, el Operador del CENACE, de acuerdo al equipo desconectado y las protecciones operadas, procederá a reconectarlo o dejarlo fuera de servicio, en este último caso procederá conforme a los procedimientos de consignación.
- En los casos de emergencia que involucren desconexión de equipos primarios del SNI (líneas de transmisión, transformadores, barras, etc.), se procederá al registro de las protecciones, alarmas y relés operados, causa probable, consecuencias sobre el SNI, fenómenos que ocurrieron y maniobras ejecutadas para retornar a la condición normal de operación.
- Los Operadores de Subestaciones y Centrales, luego de registrar la información relacionada con la operación de alarmas y relés en las instalaciones a su cargo, procederá a reponer los relés y las banderas operadas.
- **Líneas de Transmisión.-** En caso de desconexión automática, en ambos extremos de la línea, se procederá de la siguiente manera:
 - Si el recierre no operó, el Operador del COT, en coordinación con el CENACE, comandará o dispondrá el cierre de uno de los dos interruptores, de manera inmediata.
 - Si el recierre operó y no fue exitoso, el Operador del COT, en coordinación con el CENACE, comandará o dispondrá el cierre de uno de los dos disyuntores, después de un período mínimo de 3 minutos.
 - En caso de repetirse la desconexión, se dejará fuera de servicio la línea de transmisión para su revisión. La posterior reconexión se realizará con la autorización del responsable de la revisión o del Operador del COT.
 - Para el caso de líneas de interconexión con las Empresas Distribuidoras, debe

existir acuerdo previo con la Empresa Distribuidora correspondiente, para efectuar la energización de la línea.

- **Autotransformadores.-** En caso de desconexión automática de autotransformadores o transformadores, se procederá de la siguiente manera:

- El Operador el Operador del COT, en coordinación con el CENACE, procederá a dejar fuera de servicio el equipo desconectado. En ningún caso está autorizado a reconectarlo.
- El Operador del COT reportará inmediatamente al Jefe de la Unidad Operativa correspondiente o su delegado sobre el particular, informándole sobre todas las protecciones actuadas y otra información que considere importante.
- En caso de actuación de una o varias de las protecciones abajo indicadas, no se podrá energizar el autotransformador (transformador), sin que antes no se haya efectuado una revisión física del equipo, particular que el COT informará inmediatamente al CENACE:

- ❖ Relé Buchholz y presencia de gases.
- ❖ Relé diferencial y otras protecciones eléctricas principales del transformador.
- ❖ Válvula de seguridad de la cuba.
- ❖ Válvula de seguridad del cambiador de taps.
- ❖ Sobretemperatura de devanados.

- El Jefe de la Unidad Operativa o su delegado, será la única persona que autorice la reconexión, al Operador del CENACE, luego de la revisión del equipo afectado y el análisis de las protecciones actuadas.

- **Unidades de generación.-** Luego de una desconexión automática de unidades de generación, se deberá realizar una revisión minuciosa del equipo y sus elementos asociados, con el fin de tener todos los elementos de juicio antes de su puesta en operación.

El personal responsable del equipo, deberá realizar el análisis de las protecciones actuadas, una revisión visual y demás acciones que se consideren pertinentes, antes de autorizar la puesta en operación de la unidad, mas aún si dentro de las protecciones operadas constan las siguientes:

- Relé diferencial.
- Relé estator a tierra.
- Relé de corrientes parásitas en el eje.
- Nivel de aceite alto en cojinetes.
- Sobretemperatura de devanados.
- Sobretemperatura de aceite de cojinetes.
- Sobretemperatura de metal de cojinetes.

El Jefe de Operación de la Central o el Supervisor de turno de la Central, será el que determine la disponibilidad de la unidad. En ese caso el CENACE solicitará el arranque de la unidad si considera necesario.

- **Disparo de barras.-** El disparo de barras es uno de los más críticos, debido a su baja probabilidad de ocurrencia. El Operador de la subestación o central informará del particular a los niveles superiores, más aún si han actuado una de las siguientes protecciones:

- Relé diferencial.
 - Relé de falla de interruptor.
- En caso que un equipo o elemento del SNI presente un funcionamiento anormal o sus parámetros hayan superado los límites operativos establecidos, el Operador de Subestación o Central informará del hecho al Operador del CENACE. Si las condiciones son incontrolables, el Operador de Subestación o Central procederá de forma inmediata de acuerdo a los procedimientos internos que disponga, comunicando lo más pronto posible al Operador del CENACE, sobre las acciones tomadas.
 - En casos de emergencia del SNI, el Operador del CENACE es el único facultado para ordenar desconexión o reconexión de carga o reducción de voltaje y/o frecuencia de acuerdo con las circunstancias, por ejecución directa o a través de los Operadores de Subestación o de Central.
 - En los casos de emergencia en el SNI que involucran pérdida de generación, desconexión de carga, desconexión de elementos o partes de la red eléctrica, el Operador del CENACE seguirá el siguiente procedimiento general:
 - Normalizar voltajes, frecuencia y aliviar sobrecargas en la(s) parte(s) de la red que se mantengan en servicio.
 - Suministrar lo antes posible servicios auxiliares a las centrales térmicas.
 - Restablecer el servicio de acuerdo a la generación disponible en línea.
 - De acuerdo a las protecciones operadas reconectar o dejar fuera de servicio, los elementos desconectados.
 - Ordenar subida de generación de las unidades en línea y/o arranque de unidades de generación para el restablecimiento del servicio, de acuerdo a las condiciones de demanda y orden de precios.
 - Registrar y reportar los eventos ocurridos.
 - Para la coordinación de las maniobras o acciones que se ejecuten en el SNI, se utilizarán los medios de comunicaciones disponibles y en el siguiente orden:
 - Sistema de Onda Portadora (PLC)
 - Sistema de Radio
 - Sistema de telefonía pública

7.5. COLAPSO TOTAL O COLAPSOS PARCIALES.

Una vez ocurrida la falla, el CENACE, luego de analizar la información recopilada, determinará la naturaleza de la misma, la que puede ser clasificada como: colapso total o parcial u otro tipo de falla, asignando el código respectivo que se definirá más adelante.

Para lograr el mínimo tiempo de reposición del Sistema, sin perder de vista los parámetros de confiabilidad y seguridad, se deberá cumplir con los siguientes procedimientos:

- El CENACE comunicará al Transmisor y a los agentes, involucrados en la reposición, la calificación asignada a la falla, el medio de comunicación será el más adecuado (dependerá del agente).
- El CENACE definirá la conformación de los Subsistemas o Zonas Eléctricas y se lo hará considerando aspectos técnicos y económicos dados en el despacho.

- El CENACE dará el paso inicial en la conformación de los Subsistemas o de las Zonas Eléctricas previamente designados, coordinará y supervisará el proceso subsiguiente, procesos que serán simultáneos.
- El CENACE podrá interrumpir la formación de una Zona Eléctrica ya sea por seguridad del SNI, integración entre zonas o al SNI o por aspectos económicos.
- El CENACE, previo el análisis de las condiciones eléctricas de las respectivas Zonas Eléctricas, dispondrá a la empresa de Transmisión proceda a la sincronización de las mismas.
- Dependiendo de las condiciones posteriores a la sincronización del Sistema, el CENACE coordinará la secuencia para completar el restablecimiento del Sistema.
- La supervisión y control automático de los equipos del SNI son realizados por el CENACE y el COT a través del Sistema de Tiempo Real, STRE. En caso de que por algún motivo se pierda esta capacidad, el personal de los diferentes subestaciones y de los agentes del mercado, estarán alertas para ejecutar todos los pasos a seguir con el fin de restituir el servicio a los usuarios.

7.6. EMERGENCIAS SIN COMUNICACIONES.

7.6.1. Introducción.

Ante la ocurrencia de una falla que afecte las instalaciones de una subestación del Sistema Nacional de Transmisión o de una Central de Generación de un Agente del MEM, con la pérdida total de las comunicaciones de voz, que imposibilite al Operador de dichas instalaciones comunicarse con el COT y el CENACE, es preciso normar las acciones subsecuentes con el fin de evitar mayores consecuencias en los equipos afectados o adyacentes, y tender al restablecimiento operativo de las instalaciones afectadas.

7.6.2. Definiciones.

Se definen los siguientes términos:

- Subestaciones radiales: Aquellas instalaciones que no forman parte de un anillo o malla eléctrica.
- Subestaciones no radiales: Instalaciones que forman parte de un anillo o malla eléctrica.
- Subestaciones suministradoras: Son las instalaciones que formando o no parte de una red radial, suministran energía a otras instalaciones; aquellas instalaciones pueden a su vez ser receptoras respecto de otras.
- Subestaciones receptoras: Son las instalaciones que reciben energía de otras. Pueden a su vez ser suministradoras de otras instalaciones. Estas definiciones incluyen las subestaciones correspondientes a las centrales de generación.
- Fallas internas: Comprenden las fallas que pueden ocurrir al interior de las instalaciones de una subestación, generalmente en barras o transformadores y al interior de unidades de generación.
- Fallas externas: Comprenden las contingencias que pueden afectar a las instalaciones de una subestación, debido a la ocurrencia de fallas internas en otras instalaciones, o la pérdida de la interconexión entre instalaciones.

- Pérdida parcial de la conexión entre dos instalaciones: Comprende la apertura de un circuito en un enlace de doble circuito entre dos instalaciones.
- Pérdida total de la conexión entre instalaciones adyacentes o no: Comprende la apertura del enlace entre instalaciones adyacentes o no. Este tipo de falla implica:
 - a. La separación del SNI de la instalación receptora, con la pérdida parcial o total de servicio, cuando se trata de subestaciones radiales.
 - b. La separación entre dos subestaciones adyacentes que quedan con servicio, pero interconectadas al SNI, en el caso de subestaciones que forman parte de una malla.
 - c. La separación del SNI de una instalación que forma parte de una malla, y que pierde la interconexión con las dos subestaciones adyacentes.

7.6.3. Consideraciones Generales.

- a. La pérdida de comunicaciones de voz considerada en estos procedimientos, comprende la imposibilidad de que el Operador de una instalación se comunique con el CENACE y el COT.
- b. Ante la ocurrencia de una falla y la pérdida de comunicaciones, el Operador de una subestación de TRANSELECTRIC o de una Central de Generación, procurará en todo momento comunicarse con el COT o el CENACE, o con otras instalaciones del SNT o Centros de Operación de otros Agentes del MEM que puedan servir de intermediarios con el CENACE o COT, con el fin de recibir las instrucciones adecuadas, para restablecer la normalidad operativa de las instalaciones afectadas.
- c. Se entiende que no existe pérdida de transmisión de datos por el Sistema de Tiempo Real que dispone el CENACE, que a su vez sirve para la supervisión y operación del Sistema Nacional de Transmisión, por parte de TRANSELECTRIC; y, que el Sistema de Tiempo Real continúa funcionando y las consolas de supervisión del CENACE y/o del COT se encuentran operables.
- d. Se asume que los sistemas de protecciones, alarmas y señalización funcionan adecuadamente, y que el Operador puede discriminar si la contingencia se produjo debido a una falla interna o externa a las instalaciones bajo su cargo.
- e. El parámetro que define si una subestación es suministradora o receptora con respecto a otra en un determinado nivel de voltaje, es el sentido del flujo de potencia activa: desde la primera hacia la segunda instalación o viceversa.
- f. Ante la ocurrencia de fallas en instalaciones y la pérdida de comunicaciones entre los Operadores de estas instalaciones y el CENACE y el COT, desde el COT previa disposición por parte del CENACE, o desde el CENACE por delegación del COT, se pueden abrir y/o cerrar disyuntores mediante comando remoto en las instalaciones afectadas según convenga, con el fin de controlar el estado del sistema eléctrico de potencia y restablecer su condición normal.
- g. El operador de subestación al requerir abrir o cerrar disyuntores en las instalaciones, lo hará pasando momentáneamente a control local el comando de los disyuntores, y luego de ejecutar las acciones de apertura y/o cierre requeridas, retornará el control de los disyuntores a modo remoto.

- h. Los Operadores de subestaciones o centrales de generación no están autorizados para reconectar carga o arrancar unidades de generación, mientras permanezca la condición de incomunicación.

7.6.4. Acciones a realizarse ante la ocurrencia de fallas.

Ante la ocurrencia de fallas en instalaciones, las herramientas con las que el Operador cuenta para determinar que partes de las instalaciones a su cargo quedaron afectadas, y que le permitirán discriminar que tipo de falla ocurrió, son:

1. Presentación de alarmas y actuación de relés: permiten determinar que disyuntores dispararon o se cerraron (conexión automática de elementos de compensación: capacitores o reactores).
2. Lectura de medidores de voltaje: determina que partes de la instalación quedaron desenergizadas o con voltaje diferente de cero.
3. Lectura de medidores de potencia activa y reactiva: determina por que equipamientos existe o no flujos de potencia, lo que a la vez indicará con que instalaciones se encuentra conectado.

Sobre esta base el Operador deberá identificar que tipo de falla, interna o externa, ha afectado las instalaciones, y la condición de la subestación de suministradora o receptora con respecto a las subestaciones adyacentes, y de acuerdo a ello proceder como se indica a continuación.

7.6.4.1. Fallas internas.

En estos casos el Operador efectuará las siguientes acciones:

- a. Revisar y anotar todas las alarmas actuadas y relés operados y reponerlos; de ser necesario constatar en los patios de maniobras el estado de los disyuntores y demás equipos comprometidos.
- b. Controlar los voltajes de barra, con los medios disponibles.

Adicional a lo expresado y de acuerdo al caso presentado, se procederá como se indica:

1. Fallas en barras.

- a. Verificar los disyuntores que han sido abiertos y/o cerrados desde el COT (o el CENACE).
- b. Luego de 10 minutos de transcurrido el evento, abrir todos los disyuntores cerrados que se encuentren desenergizados y sin servicio (sin voltaje y sin flujo de potencia activa).
- c. Si existe o se presenta señal de voltaje en un circuito desde una subestación o central adyacente hacia la barra fallada, no proceder con ninguna maniobra que involucre su energización.

2. Fallas en transformadores.

- a. Verificar los disyuntores que han sido abiertos y/o cerrados desde el COT (o el CENACE).

- b. Luego de 10 minutos de transcurrido el evento, abrir todos los disyuntores cerrados que se encuentren desenergizados y sin servicio (sin voltaje y sin flujo de potencia activa), a causa de la falla en el transformador.
- c. Abrir los seccionadores adyacentes a los disyuntores de posición en alto y bajo voltaje del transformador afectado.
- d. Mantener desenergizado el transformador hasta que con el restablecimiento de las comunicaciones se pueda informar del evento y se puedan coordinar las acciones necesarias para su normalización.

3. Inminente disparo en disyuntores debido a la presencia de baja presión de gas SF6 y/o de aire.

Transferir la posición del disyuntor donde se presenta el problema de baja presión de gas y/o aire.

4. Fallas internas en unidades de generación.

- a. Abrir los seccionadores adyacentes al disyuntor de sincronización de la unidad con el SNI.
- b. Mantener desenergizada la unidad hasta que con el restablecimiento de las comunicaciones se pueda informar del evento y se puedan coordinar las acciones necesarias para su normalización.

7.6.4.2. Fallas externas.

En los casos de fallas externas que siguen a continuación, deben considerarse las siguientes indicaciones:

- a. Verificar los disyuntores que han sido abiertos y/o cerrados desde el COT (o el CENACE).
- b. En el caso de que una subestación o central quede completamente desenergizada y sin servicio, luego de 10 minutos de ocurrido el evento, abrir todos los disyuntores de posición, excepto los disyuntores acopladores de barras principales si existieran.
- c. El cierre local de disyuntores en instalaciones con barras energizadas o desenergizadas, debe realizarse siempre y cuando los valores de los voltajes de barra se mantengan dentro de los límites considerados para estado de emergencia del SNI.
- d. Si ante el cierre local de un disyuntor de línea hacia una subestación o central adyacentes, se produce el disparo inmediato de este interruptor o luego de transcurrido un tiempo pero antes de restablecerse las comunicaciones, registrar las respectivas alarmas, relés y demás información, y **mantener abierto** el disyuntor de posición hasta que con el restablecimiento de las comunicaciones se pueda informar del evento y coordinar las acciones futuras.

En estos casos el Operador efectuará las siguientes acciones:

- Revisar y anotar todas las alarmas actuadas y relés operados y reponerlos; de ser necesario constatar en los patios de maniobras el estado de los disyuntores y demás equipos comprometidos.
- Controlar los voltajes de barra con los medios disponibles.
- Inicialmente, **mantener abiertos** los disyuntores de las posiciones afectadas.

Adicional a lo expresado y de acuerdo al caso presentado, se procederá como se indica:

1. Pérdida parcial de la conexión entre dos instalaciones.

Con el fin de identificar si una subestación es suministradora o receptora respecto de la adyacente, posterior al evento el operador de subestación deberá verificar el sentido del flujo de potencia activa desde la subestación a su cargo hacia la subestación adyacente con la cual se produjo la pérdida parcial de la interconexión, y entonces procederá como se indica a continuación.

Subestación suministradora: después de 10 minutos, cerrar el disyuntor del circuito disparado hacia la subestación receptora.

Subestación receptora: si existe o se presenta señal de voltaje en el circuito disparado desde la subestación suministradora, cerrar previa sincronización si es necesario, este disyuntor de posición.

2. Pérdida total de la conexión entre instalaciones.

2.a. Caso en que la subestación radial receptora se separa del SNI.

Subestación suministradora.

- Después de 10 minutos de ocurrido el evento, cerrar el circuito # 2 hacia la subestación receptora en caso de un enlace de doble circuito, o el único circuito de enlace si ese fuere el caso.
- Si ante el cierre de este circuito se produce su disparo inmediato o posterior pero antes de restablecerse las comunicaciones, cerrar el otro circuito hacia la subestación receptora.
- Si se detecta transferencia de potencia en el circuito conectado, y se detecta además que se energiza el otro circuito desde la subestación receptora, cerrar previa sincronización si es necesario este circuito.

Subestación receptora.

- Después de 10 minutos de ocurrido el evento, abrir todos los disyuntores cerrados de todas las posiciones sin servicio (sin voltaje y sin flujo de potencia activa) de la subestación.

- Si existe o se presenta señal de voltaje en un circuito desde la subestación suministradora, cerrar este disyuntor de posición. La barra correspondiente queda energizada.
- En caso de que la subestación receptora haya quedado completamente desenergizada y fuera de servicio, adicionalmente cerrar el disyuntor de la posición de alto voltaje del correspondiente transformador reductor, y realizar las maniobras necesarias para permitir la alimentación de los servicios auxiliares (en AC). Si es necesario, controlar el voltaje de la barra energizada mediante la conexión de los elementos de compensación disponibles.
- Si esta subestación es a la vez suministradora para otra subestación, previa verificación del nivel del voltaje de barra, cerrar el circuito # 2 hacia la subestación receptora en caso de un enlace de doble circuito, o el único circuito de enlace si ese fuere el caso.
- Si ante el cierre de este circuito se produce su disparo inmediato o posterior pero antes de restablecerse las comunicaciones, cerrar el otro circuito hacia la subestación receptora.
- Si se detecta transferencia de potencia en el circuito conectado, y se detecta además que se energiza el otro circuito desde la subestación receptora, cerrar previa sincronización si es necesario este circuito.

2.b. Caso de separación de dos subestaciones adyacentes que forman parte de una malla, y que quedan con servicio por mantenerse interconectadas al SNI.

Subestación suministradora y subestación receptora:
cumplir con lo establecido en el punto 7.6.4.2, hasta que con el restablecimiento de las comunicaciones se pueda informar del evento y se puedan coordinar las acciones necesarias para su normalización.

2.c. Caso de una subestación que forma parte de una malla, que pierde la interconexión con las dos subestaciones adyacentes y se separa del SNI.

Subestación que pierde la conexión con las dos subestaciones adyacentes:

- Después de 10 minutos de ocurrido el evento, abrir todos los disyuntores cerrados de todas las posiciones sin servicio (sin voltaje y sin flujo de potencia activa) de la subestación.
- Si existe o se presenta señal de voltaje en un circuito desde una de las subestaciones adyacentes, cerrar este disyuntor de posición. La barra correspondiente queda energizada.
- Cerrar el disyuntor de la posición de alto voltaje del correspondiente transformador reductor, y realizar las

maniobras necesarias para permitir la alimentación de los servicios auxiliares (en AC). Si es necesario, controlar el voltaje de la barra energizada mediante la conexión de los elementos de compensación disponibles.

7.7. GUIA PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

7.7.1. Introducción.

En este capítulo se trata de los deberes y derechos que tiene el CENACE, el Transmisor y los diferentes agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuando se ha presentado un colapso total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), tendiendo en todo momento a la optimización de la coordinación en los procesos involucrados.

1. El tiempo en que el SNI permanecerá en estado de emergencia depende de los siguientes factores:
 - Tipo de falla (transitoria, permanente, etc)
 - Estado de los equipamientos del sistema (unidades de generación, disyuntores, etc.)
 - Personal encargado de las maniobras de restauración. Todo el personal involucrado en la operación del SNI debe estar muy bien capacitado para cumplir con las disposiciones encomendadas, tanto en operación normal como de emergencia.
2. Las disposiciones generales y/o específicas para la restauración del Sistema serán emitidas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), hacia al Centro de Operaciones de Transmisión (COT), Empresas de Generación, Empresas de Distribución, siendo estos últimos los responsables de llevar la coordinación con los grandes consumidores, que estén ubicados dentro de su área de concesión.

7.7.2. Metodología.

Para lograr el mínimo tiempo de reposición del sistema, sin perder de vista los parámetros de confiabilidad y seguridad, se deberá cumplir con los siguientes procedimientos:

- a) Una vez ocurrida la falla, el CENACE, luego de analizar la información recopilada, determinará la naturaleza de la misma, la que puede ser clasificada como: interrupción total, parcial u otro tipo de falla, asignando el código respectivo que se definirá más adelante.
- b) El CENACE comunicará al COT y a los CO's de los agentes involucrados en la reposición, la calificación asignada a la falla. Todos los agentes deberán declarar el medio oficial de comunicación para la parte operativa.
- c) El proceso de restablecimiento de las Zonas Eléctricas se realiza considerando, no solamente los aspectos técnicos sino económicos dados en el despacho económico diario programado o redespacho vigente.
- d) El CENACE dará la disposición inicial en la conformación de las Zonas Eléctricas previamente definidas, coordinará y supervisará el proceso subsiguiente.
- e) El CENACE podrá interrumpir el restablecimiento de una Zona Eléctrica ya sea por seguridad del SNI, integración de la zona al SNI, o aspectos económicos.

- f) El CENACE, previo el análisis de las condiciones operativas de las respectivas Zonas Eléctricas, dispondrá que COT proceda a la sincronización de las mismas.
- g) Dependiendo de las condiciones post - sincronización de las Zonas Eléctricas, el CENACE coordinará la secuencia para completar el restablecimiento del sistema.
- h) Una vez obtenidas condiciones estables en el SNI, se deberá ajustar la generación al despacho o redespacho vigente, esto es, si las condiciones post – falla lo permiten, caso contrario, se deberá elaborar un redespacho considerando las nuevas condiciones del sistema.

7.7.3. Criterios Operativos.

Son las pautas que deben ser tomadas en cuenta por el CENACE, el Transmisor y los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista involucrados en el restablecimiento del SNI.

- a) Para iniciar con el proceso de restablecimiento se considera solamente las unidades que tienen la posibilidad de realizar un **“arranque en negro”**.
- b) Se considera que todo equipo involucrado en la reposición del SNI opera en forma correcta.
- c) Todo el personal debe estar entrenado y capacitado para realizar las maniobras en emergencia.
- d) Durante el tiempo que el SNI opere en estado de emergencia los valores de voltaje deberán controlarse de acuerdo a lo establecido en la presente Regulación y en las Regulaciones vigentes sobre la materia.
- e) Durante el tiempo que el SNI opere en estado de emergencia los valores de generación de la unidad que este controlando frecuencia, en cada una de las zonas eléctricas, estarán dentro de los límites declarados por los agentes generadores. En caso de sobrecarga de dichas unidades, el CENACE dispondrá el seccionamiento de carga.
- f) Se deberá operar las Zonas Eléctricas de acuerdo a las instrucciones dadas por el CENACE.
- g) Los circuitos de distribución que pertenecen al Esquema de Alivio de Carga (EAC) por baja frecuencia y por bajo voltaje¹ serán reconectados de forma prioritaria.
- h) No exceder la capacidad permitida de los equipos del sistema de transmisión, considerando los parámetros declarados por TRANSELECTRIC para condiciones de emergencia.
- i) El restablecimiento del SNI se lo hará con los circuitos que no tienen relés de sobrevoltaje.
- j) En el proceso de restablecimiento del SNI la petición de arranque y sincronización de las unidades de generación, se realizará de acuerdo a lo establecido en el Despacho Económico Diario o Redespacho en vigencia, pudiendo por caso de emergencia solicitarse otras unidades que se hallen fuera de programación las cuales luego de normalizado el sistema deberán salir de línea, si así se requiriese, respetando en todo momento los tiempos mínimos de operación declarados por los agentes.
- k) El proceso de restablecimiento de cada una de las zonas eléctricas se lo realiza en forma simultánea, de igual manera, dentro de cada zona las maniobras se las puede realizar paralelamente, esto es, si las condiciones del sistema lo permiten, es decir se debe tener presente los criterios técnicos anteriores.
- l) Paralelamente a la reconexión de carga en las empresas eléctricas, especialmente en las que tienen la posibilidad de manejar grandes bloques de carga, se deberá realizar un control estricto del voltaje.

¹ Para realizar un estricto control de la calidad de voltaje se deberá implementar el EAC por bajo voltaje en todas las empresas de distribución.

7.7.4. Códigos.

Se determinan tres tipos de códigos que definen el estado del SNI. El CENACE es el encargado de identificar y dar a conocer, a los CO's de los agentes del MEM y al COT, en qué código se encuentra el Sistema; a su vez, El COT tiene la obligación de comunicar a las S/E's involucradas, la información emitida por el CENACE con respecto al código asignado al evento.

A continuación se definen los códigos considerados.

a. Código Amarillo (ALERTA).

El SNI opera con riesgo pero se satisfacen las condiciones de voltaje y frecuencia. El personal de operadores de los CO's de los agentes del mercado y del Transmisor deben permanecer en estado de alerta para recibir instrucciones del CENACE, además de realizar estricta supervisión de los equipos a su cargo. Se debe restringir la comunicación con el CENACE y el COT a menos que sea estrictamente necesario.

b. Código Rojo (EMERGENCIA).

El SNI ha sido desarticulado de tal forma que se ha llegado a la interrupción total o parcial del servicio a los usuarios. El personal de operadores del CENACE, del Transmisor y de los CO's de los agentes del mercado y ocupan una posición de emergencia.

c. Código Blanco (NORMAL).

El SNI ha alcanzado la estabilidad y todos los parámetros de calidad de servicio se encuentran dentro de los límites permitidos.

7.7.5. Alcance de las zonas eléctricas.

Consideración: La conformación de las zonas que se especifican a continuación corresponde a la topología actual del Sistema Nacional Interconectado y a la lista de Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Para futuras incorporaciones de nuevos agentes o cambios de topología del sistema, el CENACE realizará la actualización correspondiente de las zonas eléctricas y pondrá en conocimiento de todos los agentes.

ZONA No.1: SANTA ROSA – TOTORAS.

E. DE GENERACIÓN	SUBESTACIONES	E. DE DISTRIBUCIÓN
Central Agoyán	Santa Rosa (230/138/46 kV)	Quito S.A.
Central Pucará	Totoras (230/138/69 kV)	Regional Norte S.A.
Central Santa Rosa	Vicentina (138/46 kV)	Ambato S.A.
Central Guangopolo	Ambato (138/69 kV)	Provincial Cotopaxi S.A.
Quito S.A.	Ibarra (138/69/34.5 kV)	
Interconexión con Colombia ²	Tulcán (138/69 kV) ³	

² Puede ser un gran usuario si se presenta el caso de exportación de energía

³ En el periodo de estiaje parte de la empresa Regional del Norte S.A. se conecta a Colombia (Tulcán y parte de Ibarra)

Regional Norte S.A.	Mulalo (138/69 kV)	
Ambato S.A.		
Provincial Cotopaxi S.A.		

ZONA No.2: PASCUALES - TRINITARIA.

E. DE GENERACIÓN	SUBESTACIONES	E. DE DISTRIBUCIÓN
Central G. Zevallos	Pascuales(230/138/69 kV)	Del Ecuador
Central Trinitaria	Trinitaria (230/138/69 kV)	Península Santa Elena C.A.
Central Pascuales	Milagro (138 kV)	Guayas-Los Ríos S.A.
Central Electroquil 2 y 3	Salitral (138/69 kV)	El Oro S.A.
Central Santa Elena (ECUAPOWER)	Policentro (138/69 kV)	
Centrales de ELECTROECUADOR	Santa Elena (138/69 kV)	
El Oro S.A.	Posorja (138/69 kV)	
Grupos Mexicanos	Machala (138/69 kV)	
Península Santa Elena C.A.	Gonzalo Cevallos (69 kV)	

ZONA No.3: SANTO DOMINGO - QUEVEDO.

E. DE GENERACIÓN	SUBESTACIONES	E. DE DISTRIBUCIÓN
Central Daule Peripa	Santo Domingo (230/138/69 kV)	Santo Domingo S.A.
Central Esmeraldas	Quevedo (230/138/69 kV)	Guayas-Los Ríos S.A.
Central Santo Domingo (Ecuapower)	Portoviejo (138/69 kV)	Esmeraldas S.A.
Esmeraldas S.A.	Esmeraldas (138/69 kV)	Regional Manabí S.A.
Santo Domingo S.A.		
Regional Manabí S.A.		

ZONA No.4: MOLINO - RIOBAMBA - MILAGRO.

E. DE GENERACIÓN	SUBESTACIONES	E. DE DISTRIBUCIÓN
Central Paute	Molino (230/138 kV)	Regional Centro Sur
Centrales de ELECAUSTRO	Milagro (230/69/138 kV)	Regional Sur
Regional Sur S.A.	Riobamba (230/69 kV)	Milagro C.A.
Riobamba S.A.	Cuenca (138/69 kV)	Los Ríos S.A.
Bolívar S.A.	Loja (138/69 kV)	Riobamba S.A.
Milagro C.A.	Babahoyo (138/69 kV)	Guayas – Los Ríos S.A
		Azogues S.A.
		Bolívar S.A.

7.7.6. Pasos previos a la restauración.

1. Solicitar al COT desconectar:

- Todos los alimentadores hacia las empresas de distribución
- Las posiciones de alta voltaje 138 kV y/o 230 kV (con excepción de los acopladores). Dependiendo del caso, se podrá optimizar la apertura de ciertas posiciones, coordinando previamente con el COT.
- Todos los compensadores estáticos, si estuvieran conectados.

- Los Empresas de Distribución deberán desconectar los alimentadores de interconexión con el Sistema Nacional de Transmisión de tal manera que al ser energizadas las barras de alimentación respectivas, se lo haga en vacío.
2. Reportar el cumplimiento de las disposiciones o cualquier novedad al COT y éste a su vez al CENACE. En caso de instalaciones que involucren instalaciones de los agentes el reporte se lo realizará directamente al CENACE.

7.7.7. Restauración de las zonas eléctricas.

Para la restauración de las zonas eléctricas, definidas anteriormente en esta Regulación, el CENACE, como administrador de las transacciones técnicas del MEM, elabora los procedimientos para este propósito y los pone en consideración de todos los agentes y del transmisor, a fin de coordinar las acciones correspondientes.

7.7.8. Integración de zonas eléctricas.

Para la sincronización entre zonas eléctricas se debe realizar las siguientes consideraciones:

- Las condiciones post - falla de los equipamientos.
- Condiciones de las ZONAS ELECTRICAS conformadas.
- Se sincronizarán las zonas adyacentes que se vayan conformando primero, es así, que se puede interrumpir la conformación de una Zona por las causas que se mencionó en la parte de metodología.
- La sincronización de las zonas se realizará en control local.
- La sincronización entre las diferentes zonas se la debe intentar en primera instancia con el circuito número 2 de las líneas de transmisión.
- Se debe tomar muy en cuenta la capacidad de transmisión de los circuitos de las líneas de transmisión.
- En primera instancia se debe conectar el extremo de un circuito hacia la zona que tenga el mayor déficit de potencia reactiva.
- Controlar los niveles de voltaje pos - sincronización.

El CENACE, como administrador de las transacciones técnicas del MEM, elabora los procedimientos para la integración de las zonas eléctricas y los pone en consideración de todos los agentes y del transmisor, a fin de coordinar las acciones correspondientes. Debe considerarse que el procedimiento para sincronización entre zonas, se refiere a la posibilidad de integración entre zonas y no a un orden establecido.

7.8. GUIA PARA LA RESTAURACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DESPUES DE UN COLAPSO PARCIAL.

7.8.1. Introducción.

Para lograr el mínimo tiempo de reposición del sistema, sin perder de vista los parámetros de confiabilidad y seguridad, se deberá cumplir con los siguientes criterios:

1. Una vez ocurrida la contingencia, luego de analizar la información recopilada, el CENACE determinará la naturaleza de la misma, asignando el código respectivo que se definió anteriormente.
2. El CENACE comunicará al Transmisor y a los agentes involucrados en la reposición, la calificación asignada a la contingencia.
3. Dependiendo de las condiciones posteriores a la falla, el CENACE definirá los lineamientos a seguir para la restauración del sistema, dependiendo de si la zona quedó o no con generación en línea.

3.1. Si la zona quedó con generación:

- El CENACE coordinará conjuntamente con el COT la estabilización de los parámetros de calidad (voltaje y frecuencia) en la zona y supervisará que no se sobrepasen los límites operativos de los equipamientos.
- Luego de la estabilización de los parámetros, el CENACE dispondrá la sincronización de la zona con el SNI.

3.2. Si la zona quedó sin generación:

- El CENACE establecerá las condiciones previas para la paulatina energización de los elementos de la zona afectada y la posterior reconexión de la carga desconectada.
- Se procederá a la energización sistemática de toda la zona hasta alcanzar los puntos de entrega hacia las Empresas de Distribución.
- El CENACE coordinará con las Empresas de Distribución la reconexión de los alimentadores y normalización de la carga.

Sobre la base de las consideraciones aquí señaladas, el CENACE, como administrador de las transacciones técnicas del MEM, elabora los procedimientos para la restauración del SNI luego de un colapso parcial, y pone en conocimiento de todos los agentes y del Transmisor, a fin de coordinar las acciones correspondientes.

8. NORMAS Y REQUISITOS TECNICOS PARA INCORPORACION DE NUEVAS INSTALACIONES.

8.1. ASPECTOS GENERALES.

8.1.1. Objeto y ámbito.

Es necesario establecer Normas y Procedimientos que regulen la entrada en operación de nuevos equipos, instalaciones o ampliaciones de las existentes en SNI, de manera que no afecten su seguridad y la continuidad del servicio.

8.1.2. Alcance.

Estos Procedimientos son obligatorios para todos los Agentes, pero su cumplimiento, de ninguna manera pueden invocarse como eximentes de responsabilidad para incumplir regulaciones, normas y procedimientos operativos de calidad, confiabilidad y economía instituidas en los Reglamentos para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las instalaciones supeditadas a estos procedimientos serán aquellas que sean despachadas por el CENACE, o que sin serlo afecten la confiabilidad operativa de los equipos controlados desde el CENACE.

La documentación y pruebas solicitadas no tienen el carácter taxativo y el CENACE puede solicitar información y pruebas adicionales a las indicadas. Las pruebas las realizará el Agente Propietario, será opcional para los Agentes Involucrados la designación de delegados. La responsabilidad de las pruebas será directa y únicamente del Agente Titular al cual el CONELEC le otorgó el Contrato de Concesión, Permiso o Licencia.

La aprobación de parte de los Agentes Involucrados, de que la instalación cumpla con los requerimientos técnicos para formar parte del SNI, en función de que se ha cumplido con los requisitos aquí descritos, califica para que esa instalación tenga los mismos derechos y obligaciones que el resto de instalaciones de los Agentes del Sistema Nacional Interconectado.

En caso de ser objetadas las pruebas efectuadas, las mismas se volverán a realizar a través de Empresas de auditoria técnica debidamente registradas ante el CONELEC.

8.1.3. Obligaciones.

Todos los Agentes son los responsables del cumplimiento de los Procedimientos para Puesta en Servicio de Nuevas Instalaciones.

Es de responsabilidad y obligación del Agente Propietario la realización de pruebas de los equipos e instalaciones que entrarán en servicio para lo cual solicitará de forma previa la autorización al CENACE.. El CENACE podrá solicitar los resultados de las pruebas de equipos, realizadas por el Agente Propietario.

Es responsabilidad del CENACE la Coordinación de Pruebas Operativas de las nuevas instalaciones con el Sistema.

8.1.4. Obligación del agente propietario.

El Agente Propietario deberá:

- Realizar las pruebas conforme a las normas técnicas internacionales.
- Declarar por escrito a los Agentes Involucrados que “las instalaciones están terminadas y listas para la realización de las Pruebas de Puesta en Servicio”.
- Respetar todas las disposiciones establecidas por el CONELEC en el Reglamento de Concesiones y otros Reglamentos Operativos del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Mantener vigente todas las Pólizas de Seguros.
- Cubrir los costos y ser el único responsable de la realización de estas pruebas.
- Dar las facilidades para la participación del personal técnico designado por el CENACE para el efecto.
- Elaborar y aprobar los informes finales, previo a la puesta en servicio comercial de las instalaciones.
- El cumplimiento de las pruebas, no deslinda al Agente Propietario de responsabilidades por fallas operativas de sus instalaciones en condiciones normales y de emergencia en la operación comercial de sus equipos.
- Mantener informado al CENACE del resultado de las pruebas ejecutadas.
- Someter a la aprobación del CONELEC, cualquier modificación de los parámetros sobre la base de un informe técnico elaborado por el CENACE.
- Si por restricciones operativas del Sistema no es factible llevar a cabo una o más pruebas, en su reemplazo el Agente Propietario presentará al CENACE un análisis técnico y memoria de cálculo explicando, para el tipo de prueba no realizada y para varios rangos de carga, el comportamiento esperado de la instalación; este informe será aprobado por el CENACE.

8.1.5. Coordinación de pruebas.

Con el objeto de que el proceso de puesta en servicio una instalación, siga un procedimiento definido, se establece que:

El Agente entregará con oportunidad a los Agentes Involucrados la información técnica, inclusive esta se debe realizar durante la etapa de construcción. La información a entregarse, será aquella que sea de interés operativo para los Agentes Involucrados.

- En el período de construcción de una instalación, el Agente hará conocer al CENACE el avance de la misma y la fecha posible de entrada.
- Cuando el Agente declare listas las instalaciones, solicitará al CENACE y a los Agentes Involucrados la realización de pruebas adjuntando un programa y tiempos de duración de las mismas.
- El Agente tendrá cinco días para terminar la entrega de información a los Agentes Involucrados.

- En los cinco días siguientes al término de la entrega de información, el CENACE definirá el Cronograma de Pruebas Operativas de las nuevas instalaciones.
- El CENACE comunicará de las pruebas al resto de los Agentes, y cualquiera puede solicitar su participación en calidad de observador. Si una instalación liga operativamente a dos o más Agentes, será de interés de estos el participar en las mismas.
- El Cronograma de Pruebas Operativas establecerá la realización de las mismas dentro de un número máximo de días, dependiendo de la característica de la instalación.
- En los cinco días siguientes a la terminación de las pruebas, el CENACE analizará los resultados de las mismas e informará al Agente sus observaciones.
- Si una instalación no pasa la prueba, el Agente debe presentar al CENACE dentro de los tres días siguientes un informe detallado de las causas de la falla, y la fecha en la cual estaría en condiciones de repetir la prueba. Sobre la base de este informe el CENACE decidirá la fecha y hora de repetición de la misma. La falla de la prueba por segunda vez, el CENACE reportará al CONELEC el incumplimiento, para que como entidad encargada de regular la concesión determine las obligaciones adquiridas por el Agente cuando se le extendió la concesión, permiso o licencia.
- Si los resultados de las Pruebas son satisfactorios el CENACE declarará en uso comercial esas instalaciones, caso contrario el CENACE esta en facultad de solicitar la repetición de las pruebas que considere necesaria.
- En el período de pruebas, el uso de las instalaciones a ser incorporadas, ya sea para generar o transmitir potencia y energía se someterán a las regulaciones de tipo económico que correspondan.
- El CENACE esta en facultad de nombrar un delegado y de solicitar la repetición de una prueba en caso de que existan dudas sobre la misma, pedido que deberá ser realizado en lo posible dentro del período de pruebas de puesta en operación de las instalaciones,

8.2. NORMAS GENERALES.

8.2.1. Objetivo y alcance.

Se establecen los procedimientos que toda instalación, independientemente de su equipamiento, deberá cumplir para ser considerada por el CENACE en la operación comercial dentro del Mercado Eléctrico Mayorista. Están obligados a observar estas disposiciones:

- Nuevas Instalaciones.
- Instalaciones que han sido modificadas y que cambien las condiciones operativas del Sistema.
- Exportaciones e importaciones de energía.
- Instalaciones cuya concesión, permiso o licencia hayan sido transferidos o renovados por el CONELEC.

8.2.2. Disposiciones generales.

- a) Antes de conectar cualquier infraestructura por primera vez a la red de transmisión, el Agente Propietario deberá haber obtenido una concesión,

permiso o licencia otorgado por el CONELEC, conforme a lo indicado en el Reglamento de Concesiones.

- b) Todos los Agentes de Mercado autorizarán la entrada del personal del CENACE a sus instalaciones a fin de cumplir con sus funciones específicas, sujeto solamente al aviso con 24 horas de anticipación.
- c) El Agente presentará al CENACE una Memoria Técnica Comparativa de la instalación como fue aprobada para su construcción por el CONELEC y como esta construida para su operación, enfocando el análisis especialmente a las variantes que ha sufrido el proyecto durante su construcción, documento que tendría las siguientes implicaciones:

1. En caso de que estos cambios impliquen aspectos que para autorizar su construcción fueron calificados por el CONELEC, este organismo tomará conocimiento de las mismas para su análisis y evaluación a fin de establecer observaciones o sanciones si fueran del caso.
2. Si los cambios implican aspectos relacionados con la Operación del Sistema, el CENACE calificará las mismas, pero en ningún caso se permitirá:

- Instalaciones que pongan en riesgo la operación de otros equipos o instalaciones, aún cuando estuvieran dentro de la misma subestación o central.
- Instalaciones que no dispongan de los elementos de medición de potencia – energía establecidos en la Regulación sobre los Sistemas de Medición Comercial, aprobadas por el CONELEC.
- Instalaciones sin elementos de protección principal y de respaldo apropiadas para trabajar coordinadamente con las del resto del Sistema.
- Instalaciones que no dispongan los medios de comunicación apropiados con el CENACE y otros Centros de Control.
- Instalaciones que no puedan ser supervisadas y controladas remotamente desde el CENACE y/o del COT según corresponda.

- d) Cada Agente es responsable de definir la secuencia de maniobras de los equipos bajo su cobertura.
- e) Todos los Agentes son responsables por el mantenimiento de su infraestructura hasta el punto de conexión con el Sistema de Transmisión u otro Agente.
- f) Las instalaciones dispondrán de equipos de seccionamiento (interruptores, seccionadores) adecuados, de forma que en condiciones de operación permita la energización gradual de los equipos, evitando hacerlo en “bloques”.
- g) Las instalaciones estarán adecuadas para acogerse a las políticas operativas adoptadas por el CENACE y que están relacionadas con los Sistemas de Seguridad de Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Emergencia, por ejemplo:
 - Seccionamiento de Carga por Baja Frecuencia.
 - Disparo de Equipos por operación del Sistema en condiciones de sobre – bajo voltaje.
 - Separación de Areas por verificación de frecuencia o condiciones operativas fuera de sincronismo.
 - Otras adoptadas por el CENACE y que tengan por objeto preservar la carga en el Sistema en condiciones operativas extremas.

En caso de que uno de los Agentes desee cubrirse contra contingencias extremas deberán coordinar con el CENACE la realización de estudios orientados a buscar soluciones para preservar la mayor porción posible del sistema ante la ocurrencia de eventos.

- h) Las instalaciones incorporadas no degradarán los sistemas de protección existentes, ni disminuirán la disponibilidad de las partes del sistema que puedan ser afectadas por operación anormal de estas instalaciones. También será de responsabilidad de los interesados enlazar los sistemas de protección nuevos con los existentes traslapándolos en los puntos de interconexión con otros Agentes.
- i) Toda instalación nueva dispondrá de los canales telefónicos de comunicación necesarios para coordinar la operación de equipos de protección, equipos registradores de fallas, así como unidades terminales remotas para enviar las mediciones e indicaciones hasta el CENACE.
- j) Toda instalación dispondrá de equipo digital para registro gráfico de señales análogas y de eventos con fines de análisis de perturbaciones y fallas. Este equipo será capaz de sincronizarse por medio de una señal enviada remotamente desde uno de los Centros de Control.
Para cada salida (posición) se registrará:

Señales análogas de:

- Corriente Fase A
- Corriente Fase B
- Corriente Fase C
- Corriente residual o de neutro In.

Señales de eventos para registro de:

- Estado de Interruptor
- Señal de comando del interruptor local – remoto desde los Centros de Control del CENACE y TRANSELECTRIC.
- Operación de Protecciones Principales.
- Operación de Protecciones de Respaldo o Secundaria.
- Señal de Recepción – Transmisión de Disparo Transferido.

- k) Para cada una de las barras de alto voltaje de la central o subestación se registrará:

Señales análogas de:

- Voltaje Fase A
- Voltaje Fase B
- Voltaje Fase C
- Frecuencia (para el caso de Centrales)

Señales de eventos para registro de:

- Estado de interruptor de transferencia o de enlace de barras si lo hubiera.
- Señal de comando del interruptor local – remoto desde el CENACE y el Transmisor.
- Operación de protección de barras.

- l) El CENACE elaborará los requerimientos de hardware y software de los equipos registradores de fallas y eventos, con el objeto de que la

información de estos se encuentre disponible en tiempo real en las instalaciones del CENACE.

8.3. INFORMACION TECNICA.

Los Agentes tienen la obligación de proporcionar al CENACE en forma veraz y oportuna la información técnica por él solicitada que tenga por finalidad la Planificación u Operación del Sistema en Tiempo Real conforme a los principios establecidos en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

8.3.1. De la entrega de información.

La información se entregará al CENACE en forma escrita y en medio magnético digital procesable por programas adoptados con este objeto por el CENACE y por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. La información escrita debe ser perfectamente legible y clara, en idioma español o inglés.

A solicitud del CENACE los Agentes pondrán a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricante y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control, regulación de potencia, frecuencia, voltaje, etc.

La entrega de documentos, planos, etc. se someterán a lo establecido en las Normas INEN (Instituto Ecuatoriano de Normalización).

8.3.2. De detalle de la información.

El Agente entregará a los agentes involucrados, la información técnica requerida para una operación confiable del sistema con las nuevas instalaciones:

- Copia de los diagramas unifilares de cada una de las posiciones de las nuevas instalaciones. En estos diagramas constará la siguiente información:
 - Identificación para Operación de los equipos primarios conforme a lo establecido por el CENACE.
 - Características eléctricas básicas de cada uno de los equipos, como: voltaje, potencia, número de componentes, conexión, puestas a tierra, etc.
 - Equipos auxiliares de alta tensión (mayores a 1000V).
- Características eléctricas básicas del equipo controlado desde esa posición:
 - Nombre – Identificación de la Salida
 - Nombre de la Empresa a la que sirve este alimentador.
 - Calibre Conductor de la salida.
- Copia del Diagrama Unifilar de cada posición que incluya los esquemas de protección, medición, características de transformadores de corriente y potencial, etc.
- Lógica operativa del esquema de protección.

- Planos de Control de cada posición.
- Resultados de pruebas en fábrica y en sitio del equipo primario.
- Datos de placa del equipo primario.
- Entrega del Manual de Operación de la Instalación.
- Estudio de Coordinación de Protecciones.

8.4. PRUEBAS OPERATIVAS DE EQUIPOS.

Cualquier prueba de la instalación conectada al Sistema, se realiza luego de que el Agente Propietario entregue toda la información técnica respectiva y, de que efectivamente la construcción de las instalaciones esté terminada, esto es que las instalaciones cumplan con los requerimientos para operar dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

8.4.1. Condiciones previas.

Con la información proporcionada a los Agentes Involucrados, y previo a la conexión de las instalaciones al Sistema, se procederá a cumplir con lo siguiente:

- El Agente Propietario proporcionará a su costo el equipo de prueba.
- Los equipos utilizados en las pruebas tendrán la "Certificación de Calibración" actualizada, la misma que será emitida por una empresa calificada con este fin por las autoridades competentes designadas por el CONELEC.
- Con la presencia de personal técnico o delegados de los Agentes Involucrados y del CENACE, se procederá a realizar pruebas operativas en las posiciones local y remota (controladas y/o monitoreadas desde un Centro de Control) de los sistemas de: control, supervisión, protección y medición.

8.4.2. Pruebas de control.

Todas aquellas que tienen por objeto verificar operación correcta de los mandos locales y remotos de:

- Seccionadores
- Interruptores
- Equipos de regulación de frecuencia
- Equipos de regulación de voltaje
- Equipos de regulación de potencia.

8.4.3. Pruebas de supervisión.

Que permiten monitorear las diferentes señales análogas y digitales básicas que garantizan una operación local y remota adecuada de las instalaciones.

8.4.4. Pruebas de protecciones.

Estas tienen por objeto verificar que las señales que entran y salen, y la operación de los sistemas de protección sea correcta, por ejemplo:

- Alimentación de corriente y voltaje alterno.
- Disparo de interruptores.
- Lógica de operación de protecciones.
- Pruebas de relés en valores de calibración.

Las pruebas de funcionamiento y calibración de los equipos de protección son de exclusiva responsabilidad del Agente Propietario.

8.4.5. Pruebas de medidores.

Que tienen por objeto la verificar que las señales de medidores de potencia y energía sean correctas y las mediciones congruentes entre los diferentes Agentes.

Los requerimientos relacionados con los sistemas de medición, se someterán a las disposiciones establecidas por el CONELEC en la Regulaciones sobre los Sistemas de Medición Comercial.

8.4.6. Pruebas de interruptores.

En donde se revisará los siguientes parámetros operativos:

- Tiempos de cierre y apertura.
- Simultaneidad de cierre y apertura de polos.
- Ciclo de trabajo par cierre – apertura.

8.4.7. Telecomunicaciones.

Pruebas de tele-comunicaciones entre las nuevas instalaciones con los Centros de Control del Transmisor, del Distribuidor y el CENACE.

8.4.8. Manual de operación.

Cumplidos los pasos anteriores el CENACE y el transmisor procederán a aprobar el Manual de Operación en Tiempo Real para esas instalaciones y será el documento referencial que utilice el CENACE para coordinar maniobras operativas en el sistema y el Transmisor para ejecutarlas.

8.5. PRUEBAS DE OPERACIÓN EN PARALELO.

Las instalaciones estarán listas para operar comercialmente cuando las mismas cumplan con los requerimientos operativos del Sistema Nacional Interconectado, y con este objeto se realizarán las siguientes pruebas:

8.5.1. Pruebas de sincronización.

Donde se determina los valores de voltaje, ángulo, secuencia de fases, frecuencia y tiempo con las cuales la posición es capaz de sincronizarse con el Sistema.

Los transformadores de potencial que alimentan el equipo de sincronización responderán a los requerimientos exigidos para los instrumentos de medición. Las magnitudes de sincronización de voltaje, frecuencia, ángulo y tiempo

serán definidas periódicamente por el CENACE conforme a las condiciones operativas del sistema y a la ubicación del equipo de sincronismo. En casos donde no se necesita realizar estas verificaciones, como:

- Barra Viva – Línea Muerta
- Línea Viva – Barra Muerta

El equipo de sincronización permitirá efectuar la conexión eléctrica del equipo con el sistema.

8.5.2. Pruebas de cargabilidad de los equipos.

Tiene como fin evaluar el comportamiento de la instalación en función de la curva de capacidad (potencia) y temperatura de trabajo de los componentes de una posición ante los requerimientos de potencia del Sistema.

8.5.3. Pruebas de regulación de voltaje.

Donde se define la habilidad de la instalación para realizar el control de voltaje en los bornes de salida, acorde a las necesidades de la carga y del Sistema.

8.5.4. Pruebas de calidad de servicio.

Donde se definirá aspectos relacionados con el contenido de armónicas, nivel de voltaje, frecuencia, etc.

8.6. CONEXIÓN DE GENERADORES Y MOTORES.

Para la entrada en servicio de una nueva estación generadora, el Agente Propietario entregará a los Agentes Involucrados la siguiente documentación específica:

8.6.1. Información Técnica.

El CENACE elaborará un formulario de “Declaración de parámetros técnicos para generadores”, conteniendo datos que suministrará el Agente Propietario y que entre otros constará:

- Parámetros eléctricos de los motores de inducción superiores a 1 MW.
- Parámetros eléctricos de Generadores despachados desde el CENACE.
- Diagramas de modelos de los sistemas de excitación y reguladores de velocidad, incluyendo los de control donde se indique las funciones de transferencia, ganancias, límites, constantes de tiempo, estatismo, bandas muertas, etc. que permita una correcta representación de los componentes del generador, turbina y reguladores para los estudios de fenómenos transitorios en el Sistema.
- Otra información general que debe ser considerada en la operación de los generadores, como:
 - Tiempos y rangos de frecuencia admisibles de operación de las turbinas.
 - Curva de potencias del generador.
 - Curvas de gradiente de toma de carga (MW/minuto)
 - Capacidad efectiva (MW).

- Mínimo técnico de cada grupo (MW).
- Tiempo de entrada en servicio (minutos).
- Caudal mínimo y máximo turbinable para cada unidad hidráulica.
- Tiempos mínimos de operación (horas).
- Tiempo mínimo de apagado (horas).
- Tiempo mínimo de arranque en frío (horas).
- Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria.
- Parámetros de embalses:
 - Nivel mínimo físico del embalse (msnm).
 - Capacidad máxima de almacenamiento (Hm3)
 - Curva de volumen vs cota (Hm3 – msnm).
 - Curva de área de embalse vs cota (m2 – msnm).
 - Características del sistema de vertimiento.

8.6.2. Pruebas para conexión.

El Agente Propietario solicitará al CENACE atender el pedido de realización de las pruebas que tengan por finalidad verificar el comportamiento de la máquina con relación al Sistema en condiciones normales y de emergencia.

Luego de que el CENACE haya aprobado el cronograma de Pruebas, estas se llevarán a cabo dentro de los veinte días siguientes a la aprobación del cronograma. El CENACE reportará al Agente Propietario cualquier novedad o restricción sobre las pruebas.

Se realizarán las siguientes pruebas:

- Verificación de parámetros de control de regulación de voltaje.
- Verificación de parámetros de control de regulación de velocidad.
- Verificación de la curva de potencia, de las zonas seguras de la curva de capacidad .
- Pruebas de estatismo.
- Pruebas de arranque rápido.
- Tiempo de sincronización.
- Pruebas de rapidez de toma de carga.
- Pruebas de rechazo de carga.
- Pruebas de restablecimiento.
- Pruebas de eficiencia .

Todas estas pruebas se someterán a lo indicado en los Procedimientos para Pruebas o Verificación de Parámetros Técnicos.

8.7. NORMAS PARA CONEXION DE LINEAS DE TRANSMISION.

Para la entrada en servicio de una nueva Línea de Transmisión, el Agente Propietario entregará a los Agentes Involucrados la siguiente documentación específica:

8.7.1. Información técnica.

El CENACE elaborará un formulario de “Declaración de Parámetros Técnicos Para Líneas de Transmisión”, información que suministrará el Agente Propietario y entre otros constará:

- Disposición física, dimensiones y calibres de los conductores de fase y de guarda en las estructuras.
- Parámetros eléctricos propios de la Línea de Transmisión.
- Parámetros eléctricos mutuos de la Línea de Transmisión con relación a otras líneas.
- Valores eléctricos de las puestas a tierra de la Línea.
- Máxima cargabilidad (amperios) y tiempo (horas) de la línea en condiciones normales y emergencia.
- Cálculo de Curvas de regulación de la Línea.
- Restricciones operativas del sistema considerados en los estudios eléctricos. Por ejemplo:
 - Recierre (tipo de falla, tiempo muerto, etc.)
 - Bloqueo en Oscilaciones (zonas, tiempos, etc.)
 - Disparo por sobre – baja frecuencia.
 - Disparo por sobre – bajo voltaje.

8.7.2. Pruebas de conexión.

El Agente solicitará al CENACE atender el pedido de realización de las pruebas que permitan verificar el comportamiento de la Línea de Transmisión con relación al Sistema en condiciones normales y de emergencia.

Luego de que el CENACE haya aprobado el cronograma de pruebas, estas se llevarán a cabo dentro de los siete días siguientes a la aprobación del cronograma. El CENACE reportará al Agente Propietario cualquier novedad o restricción sobre las pruebas.

Se realizarán las siguientes pruebas:

- Carga capacitiva de la línea por fase.
- Energización desde ambos extremos.
- Pérdidas de potencia en la línea.
- Regulación de voltaje.

8.8. CONEXION DE TRANSFORMADORES.

Para la entrada en servicio de una nueva estación de transformación, el Agente Propietario presentará ante los Agentes Involucrados la siguiente documentación específica:

8.8.1. Información técnica.

El CENACE elaborará para cada equipo un formulario de “Declaración de Parámetros Técnicos Para Transformadores” que suministrará el Agente Propietario y que tendrá adicionalmente la siguiente información:

- Parámetros eléctricos.
- Valores eléctricos de puesta a tierra de los neutros del transformador.

8.8.2. Pruebas de conexión.

El Agente Propietario solicitará al CENACE atender el pedido de realización de las pruebas que tengan por fin verificar el comportamiento del Transformador con relación al Sistema en condiciones operativas normales y de emergencia.

Luego de que el CENACE haya aprobado el Cronograma de Pruebas, estas se llevarán a cabo dentro de los quince días siguientes a la aprobación del Cronograma. El CENACE reportará al Agente cualquier novedad o restricción sobre las pruebas.

Entre otras se realizarán las siguientes pruebas:

- Energización en vacío.
- Cargabilidad (carga – temperatura).
- Regulación de voltaje con cambiadores de taps con diferentes valores de carga.

8.9. CONEXION DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES.

Para la entrada en servicio de un nuevo alimentador de carga correspondiente a un Distribuidor o Gran Consumidor, el Agente presentará ante los Agentes Involucrados la siguiente documentación específica:

8.9.1. Información técnica.

El CENACE elaborará para cada equipo un formulario de “Declaración de Parámetros Técnicos Para Conexión de Distribuidores y Grandes Consumidores”, datos que suministrará el Agente Propietario y, que entre otras constará la siguiente información:

- Las indicadas en el formulario “Declaración de Parámetros Técnicos Para Líneas de Transmisión”.
- Las indicadas en el formulario “Declaración de Parámetros Técnicos de Cargas”.

8.9.2. Pruebas de conexión.

El Agente Propietario solicitará al CENACE atender el pedido de realización de las pruebas que tengan por fin verificar el comportamiento de un Alimentador de un Distribuidor o Gran Consumidor con relación al Sistema en condiciones operativas normales y de emergencia.

Luego de que el CENACE haya aprobado el Cronograma de Pruebas, estas se llevarán a cabo dentro de los siete días siguientes a la aprobación del Cronograma. El CENACE reportará al Agente cualquier novedad o restricción sobre las pruebas.

Se realizarán las siguientes pruebas:

- Factor de potencia de la carga.
- Verificación de lo dispuesto en los Esquemas de Seccionamiento de Carga.
- Contenido de armónicas de la carga.
- Determinación de la Curva de Carga.

8.10. PRUEBAS Y VERIFICACION DE PARAMETROS.

8.10.1. Alcance.

En esta sección se especifica los procedimientos que se deben seguir para llevar a cabo las pruebas y verificación de parámetros de:

- Las plantas de generación que son incluidas en el despacho central con el objeto de verificar los parámetros registrados para la Planificación Operativa y el Despacho Económico.
- El cumplimiento de los usuarios del Reglamento de Operación.
- El suministro de servicios complementarios de energía que se han convenido.

8.10.2. Solicitud de prueba.

El CENACE y los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora y a costo de esta última, las pruebas de la capacidad efectiva de potencia activa o reactiva, estatismo, arranque rápido, restablecimiento, disponibilidad o parámetros de operación para demostrar que cumple con los parámetros declarados.

Las pruebas se hacen de acuerdo con los procedimientos establecidos en la presente Regulación. La certificación se obtiene mediante prueba ante una empresa de auditoría técnica, debidamente registrada ante las autoridades competentes. La prueba deberá ser realizada antes de 96 horas después de realizada la solicitud. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma unidad en cada año calendario, excepto cuando el generador haya fallado en las dos primeras pruebas.

La solicitud para realizar una prueba solo cubre generadores despachados centralmente desde el CENACE.

El CENACE podrá nombrar delegados para que asistan a las diferentes pruebas a realizarse.

La solicitud de la prueba de los parámetros de operación, de cualquiera de las unidades que son centralmente despachadas, puede provenir de cualquiera de las empresas de generación, comercialización u organismos de control. En caso de que se verifique un incumplimiento, los costos de la prueba son sufragados por el dueño de la planta, pero en caso de que la prueba sea satisfactoria, los costos son asumidos por el o los generadores solicitantes. Estas solicitudes son independientes a las dos que pueden solicitar el CENACE o los organismos de control, durante un año, sin ningún costo.

Todas las mediciones de las pruebas se hacen en los terminales de alto voltaje del transformador de elevación del generador.

8.10.3. Falla de la prueba.

Si el generador no pasa la prueba debe suministrar al CENACE dentro de los tres días hábiles siguientes un reporte escrito detallado en donde se ilustren técnicamente las causas de la falla.

La falla de la prueba será reportada por el CENACE al CONELEC entidad encargada de administrar la concesión. Esta entidad tomará las acciones económicas, administrativas y legales que corresponda a este incumplimiento

8.10.4. Modificación de parámetros.

Si un generador falla la prueba se modifican los parámetros que se están comprobando conforme a los resultados que se hayan obtenido en la prueba. Posteriormente, la empresa generadora una vez haya hecho las respectivas correcciones y cuando lo estime conveniente puede realizar una segunda prueba.

8.10.5. Pruebas de conexión.

8.10.5.1. Prueba de potencia reactiva.

El CENACE puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva para diferentes niveles de despacho desde la generación mínima técnica hasta la capacidad nominal declarada de la unidad. La certificación se hace mediante prueba ante una empresa auditora debidamente reconocida por el CONELEC

La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado anteriormente con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al formato establecido por el CENACE.

La duración de la prueba es hasta de 60 minutos, para cada uno de los despachos de la planta, período durante el cual el voltaje en el punto de entrega es sostenido por el generador mediante el sistema de excitación con el objeto de generar la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva declarada. Si es necesario, el CENACE coordinará el nivel de voltaje y/o la potencia reactiva de otros generadores conectados a la red.

La generación de potencia de la unidad de generación es grabada en un registrador y las mediciones son tomadas en los terminales del estator con la presencia de los representantes de la empresa auditora y de la capacidad declarada por la empresa generadora, con un margen de tolerancia del $\pm 1\%$.

8.10.5.2. Prueba del estatismo.

La prueba de este parámetro debe realizarse como parte del monitoreo rutinario de las plantas de generación que se incluyen en el programa de Despacho Económico para verificar la respuesta de la regulación primaria ante cambios de frecuencia en el SNI.

El funcionamiento de la máquina es registrado en sitio, mediante señales de voltaje y corriente en los terminales del estator de la unidad. A falta de medición en los terminales del estator de la máquina, pueden utilizarse las señales de alta tensión del transformador elevador del generador.

La frecuencia del sistema es registrada en las salas de control de la empresa generadora en presencia de uno de sus representantes y uno de la empresa auditora. La frecuencia del sistema también es registrada en la sala de control del CENACE. Las mediciones incluyen la posición de la válvula piloto del gobernador.

El generador pasa la prueba si la respuesta primaria o secundaria a cambios de frecuencia en el SNI medida en MW/Hz, está dentro de un $\pm 1\%$ de tolerancia del valor especificado por la empresa generadora y si la posición de la válvula piloto indica que los parámetros del gobernador están dentro de los parámetros declarados.

8.10.5.3. Prueba del arranque rápido.

El CENACE en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros declarados de tiempos de arranque, sincronización o toma de carga. La prueba tiene por objeto verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara.

Los parámetros y variables que indiquen la velocidad de la sincronización y toma de carga de la unidad son grabados en un registrador con la presencia de un representante de la empresa auditora y otro de la empresa de generación. La unidad de generación pasa la prueba si el tiempo de sincronización y toma de carga cumple con los parámetros declarados ante el CENACE con una tolerancia positiva del 5%. La empresa generadora debe demostrar a satisfacción del CENACE la confiabilidad de los registros y la precisión de los equipos de medición.

8.10.5.4. Prueba de restablecimiento.

Para la prueba de restablecimiento se sigue el siguiente procedimiento:

- a) El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SNI.

- b) Todas las máquinas diesel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.
- c) Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y desconectada del SNI. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.
- d) Se arranca la máquina diesel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.
- e) Se sincroniza la unidad al SNI pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CENACE de la orden de tomar carga.

El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CENACE, con una tolerancia positiva del 10%.

8.10.5.5. Prueba de disponibilidad.

El CENACE puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la disponibilidad, si la unidad está siendo despachada por debajo de la disponibilidad declarada

La prueba de disponibilidad se hace como se describe a continuación:

- a) En el tiempo de toma de carga declarado por la empresa generadora contados a partir de la orden de iniciación de la prueba, el generador debe estar entregando a la red la potencia disponible declarada.
- b) Transcurrido el tiempo de toma de carga, se toma la lectura de contadores, dando así inicio a la prueba, la cual tiene una duración de 180 minutos.
- c) Al finalizar los 180 minutos se toma nuevamente la lectura de contadores y se contabiliza la energía generada, se toma como potencia disponible la energía promedio generada durante los 180 minutos.

El generador incumple la prueba de disponibilidad si la unidad tiene una potencia disponible inferior en un 1% a la disponibilidad declarada.

8.10.5.6. Prueba de los parámetros para la planificación operativa.

El CENACE en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros utilizados en la Planificación Operativa con el fin de demostrar que cumple con los

declarados. La prueba se realiza con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara.

Los parámetros y variables a verificar son los declarados para el día en que la prueba sea realizada y deben ser grabados en un registrador con la presencia de un representante de la empresa auditora y otro de la empresa generadora. La duración de la prueba debe ser consistente y suficiente con los parámetros que se estén verificando. El generador debe demostrar a satisfacción del CENACE la confiabilidad de los registros y la precisión de los equipos de medición.

El éxito de la prueba depende del parámetro que se esté verificando, como:

- a) Tiempo de Sincronización al SNI: La prueba es satisfactoria si el tiempo de sincronización es igual al registrado con una tolerancia positiva del 5%.
- b) Rapidez de toma de Carga: La prueba es exitosa si la unidad sube de 0 MW a la capacidad efectiva en el tiempo especificado al CENACE con tolerancia positiva del 5%.
- c) Capacidad Efectiva: El procedimiento para esta prueba es igual al de disponibilidad y se efectúa siempre y cuando esta se haya declarado igual a la capacidad efectiva. La empresa generadora cumple con la capacidad declarada si esta es igual a la declarada con una tolerancia del 1%.
- d) Rapidez de Rechazo de Carga: La prueba es exitosa si la unidad baja de la capacidad efectiva a 0 MW en el tiempo especificado al CENACE con tolerancia del 5%.

8.10.6. Prueba de eficiencia de unidades hidráulicas.

8.10.6.1. Solicitud.

El CENACE puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras hidráulicas que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la eficiencia para diferentes niveles de generación desde la generación mínima técnica hasta la capacidad nominal declarada a unidad.

8.10.6.2. Instrumentación.

La instrumentación será la propia de la unidad, por lo cual el generador será el responsable de la disponibilidad, correcto funcionamiento y calibración. La como mínimo deberá disponer del medidor de flujo de agua, nivel de la cota y de un vatímetro y varímetro de precisión.

El vatímetro y varímetro de precisión deberán localizarse en bornes del generador, midiendo la potencia neta que está entregando a la red, es decir, sin incluir el consumo de servicios auxiliares.

8.10.6.3. Prueba de eficiencia.

La prueba de eficiencia se hace a factor de potencia nominal, como se describe a continuación:

- a) El generador toma carga para ajustarse en la generación mínima técnica declarada. Para cada nivel de carga se deja operando el generador durante sesenta (60) minutos. La generación debe ajustarse a factor de potencia nominal.
- b) Se toma la lectura de medidores de entrada de flujo de agua, cabeza total y potencia activa y reactiva entregada a la red en el minuto cero (0) y sucesivamente cada quince (15) minutos hasta el minuto sesenta(60).
- c) Al finalizar los 60 minutos se toma el promedio de las cinco lecturas la cual será la información básica para calcular la eficiencia de la unidad en este nivel de carga.
- d) Se hará el mismo procedimiento en a), b) y c) para cuatro niveles de carga igualmente espaciadas entre la generación mínima técnica y la capacidad nominal declarada.
- e) El generador incumple la prueba de eficiencia si la unidad tiene una eficiencia promedio inferior en un 1% a la eficiencia declarada.

8.10.7. Prueba de eficiencia de unidades térmicas.

8.10.7.1. Solicitud.

El CENACE puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras térmicas que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la eficiencia para diferentes niveles de generación desde la generación mínima técnica hasta la capacidad nominal declarada de la unidad. El CENACE podrá solicitar una prueba anual de eficiencia, cuyo costo será por cuenta del generador. En todo caso deberá hacerse por lo menos una prueba al cumplirse 8000 horas equivalentes desde la prueba anterior.

8.10.7.2. Poder calorífico.

El poder calorífico del combustible que se usará en los cálculos del consumo térmico específico para todas las pruebas será el promedio obtenido de los análisis de laboratorio efectuados por el generador durante los últimos seis meses.

8.10.7.3. Instrumentación.

La instrumentación será la propia de la unidad, por lo cual el generador será el responsable de la disponibilidad, correcto funcionamiento y calibración.

- Si la planta es turbogas el flujo será medido por medio de un orificio de placa plana, instalado según normas ASME, o por

medidores de flujo de gas tipo turbina. En caso de medición por medio de orificio, la presión será medida con un manómetro de precisión en la parte arriba del orificio, la caída de presión con un manómetro en U de mercurio o agua y la temperatura del gas con un termómetro o termopar. Para la medición de energía eléctrica Como mínimo deberá de un vatímetro y un varímetro de precisión.

- Si la planta es de vapor deberá tener como mínimo el medidor de combustible, las temperaturas y presión de caldera en la parte inferior intermedia y superior de la caldera, medidor de flujo y presión de vapor hacia la turbina y vatímetro y varímetro de precisión a la salida del generador.
- El vatímetro y varímetro de precisión deberán localizarse en bornes del generador, midiendo la potencia neta que está entregando a la red, es decir, sin incluir el consumo de servicios auxiliares.

8.10.7.4. Prueba de eficiencia.

La prueba de eficiencia se hace a factor de potencia nominal, como se describe a continuación:

- a) El generador toma carga para ajustarse en la generación mínima técnica declarada. Para cada nivel de carga se deja operando el generador durante ciento veinte (120) minutos de manera que se haya logrado estabilización térmica.
- b) Se toma la lectura de medidores de entrada de combustible, presiones, temperaturas y potencia entregada a la red, según sea el tipo de la unidad, en el minuto cero (0) y sucesivamente cada 15 minutos hasta el minuto sesenta(60).
- c) Al finalizar los 60 minutos se toma el promedio de las cinco lecturas la cual será la información básica para calcular la eficiencia de la unidad en este nivel de carga. A la información de eficiencia encontrada se le hará la corrección por temperatura ambiente promedio cuando sea del caso.
- d) Se hará el mismo procedimiento en a), b) y c) para cuatro niveles de carga igualmente espaciadas entre la generación mínima técnica y la capacidad nominal declarada.

El generador incumple la prueba de eficiencia si la unidad tiene una eficiencia promedio inferior en un 1% a la eficiencia declarada.

8.10.8. Pruebas y verificación de parámetros en los transformadores.

Antes de la entrada en operación de los transformadores es preciso someterlos a diversas pruebas a fin de determinar si cumplen las prescripciones de las normas impuestas. Entre las pruebas a realizar constan las siguientes:

- Determinación de la relación de transformación en vacío.
- Pérdidas en el hierro.
- Pérdidas en los arrollamientos.
- Temperatura que alcanza el transformador.

- Prueba de resistencia de aislamiento.

8.10.9. Pruebas en interruptores.

Las pruebas a que deben someterse los interruptores son:

- a. de prestación,
- b. de sobrecarga,
- c. de temperatura,
- d. de aislamiento,
- e. de resistencia mecánica.

DISPOSICION TRANSITORIA

En todo lo que se refiera al criterio de seguridad de simple contingencia, el CENACE lo aplicará, con el correspondiente soporte técnico establecido con el Transmisor, únicamente en las áreas o partes de la red en que las condiciones del sistema lo permitan; en las restantes áreas, se otorgarán plazos para la aplicación del parámetro a cada parte del sistema. Los plazos serán determinados por el CONELEC con base al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0125/00, en sesión de 9 de agosto de 2000.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC