



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

**PROYECTO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS
EL MARCO REGULATORIO EN ECUADOR**

**Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energía S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.**

Junio de 2000

ECUADOR

DESCRIPCION DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

INDICE

1. ASPECTOS INSTITUCIONALES.....	4
1.1. Instituciones del Sector.....	4
1.1.1. <i>Las responsabilidades institucionales del sector eléctrico en la República del Ecuador corresponden a los siguientes entes:</i>	4
1.2. Participación del Sector Privado en la Industria Eléctrica.....	5
1.3. Transparencia, eficiencia.....	10
2. TRANSMISION.....	11
2.1. Sistema de Transmisión.....	11
2.2. Peajes en las Redes de Transmisión y Distribución.....	11
2.2.1. <i>Peajes de Transmisión</i>	12
2.2.2. <i>Peajes de Distribución</i>	12
2.2.3. <i>Pérdidas en las redes</i>	13
2.2.4. <i>Asignación de los cargos a los usuarios de las redes</i>	13
2.3. Señales para el levantamiento de las restricciones operativas.....	14
2.3.1. <i>Sobrecostos por Restricciones Operativas</i>	14
2.3.2. <i>Restricciones Operativas en simultaneidad</i>	15
2.3.3. <i>Fondo para Remover Restricciones Operativas</i>	15
3. MERCADO SPOT Y A TERMINO.....	15
3.1. Precio de la Energía.....	15
3.1.1. <i>Mecanismo de Cálculo del Costo Marginal de Energía</i>	15
3.1.2. <i>Declaración de Costos Variables de Producción</i>	16
3.2. Remuneración de la Potencia.....	16
3.3. Potencia Reactiva Remunerable Disponible (PRR).....	17
3.3.1. <i>Costos de Producción de Reactivo</i>	17
3.4. Tratamiento de la Importación y Exportación.....	18
4. ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES.....	20
4.1. Funcionamiento del Mercado.....	20
4.2. Liquidación de Transacciones.....	20
4.3. Liquidación de las Transacciones de Energía.....	21
4.3.1. <i>Liquidación de Áreas Separadas o Subsistemas</i>	22
4.4. Liquidación de las Transacciones de Potencia.....	23
4.4.1. <i>Liquidación de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PR)</i>	23
4.4.2. <i>Liquidación de la Reserva Adicional de Potencia (RA)</i>	23
4.4.3. <i>Liquidación de la Regulación Primaria de Frecuencia</i>	23
4.4.4. <i>Liquidación de la Regulación Secundaria de Frecuencia</i>	24
4.4.5. <i>Liquidación de los Costos de Arranque – Parada</i>	24
4.4.6. <i>Establecimiento del Cargo Equivalente de Energía</i>	25

4.5.	Transacciones de reactivo.....	25
4.6.	Sistema de Garantías para la Compraventa de Energía.....	25
4.7.	Procedimientos para desconexión o deshabilitación del usuario.....	26
4.8.	Resolución de Conflictos.....	26
5.	ESTRATEGIA TÉCNICO-ECONÓMICA APLICADA EN RELACIÓN CON LA CALIDAD.....	27
5.1.	Costo de la Energía No Suministrada.....	27
5.2.	Criterios de Compensación por Transferencia de Calidad.....	27
5.2.1.	<i>Incumplimiento del Esquema de Alivio de Cargas (EAC).....</i>	<i>27</i>
5.2.2.	<i>Cálculo de desvíos entre los cortes realizados y comprometidos.....</i>	<i>28</i>
5.2.3.	<i>Evaluación de la Equidad y Funcionalidad del EAC.....</i>	<i>28</i>
6.	PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN.....	28
6.1.	Jerarquías operativas.....	28
6.2.	Habilitación de Operadores.....	29
6.3.	Ejecución de Maniobras.....	29
6.3.1.	<i>Secuencia de Maniobras de Apertura de Líneas.....</i>	<i>30</i>
6.3.2.	<i>Secuencia de Maniobras de Cierre de Líneas.....</i>	<i>30</i>
6.4.	Coordinación para la Ejecución de Mantenimientos.....	30
6.4.1.	<i>Programa de mantenimientos mayores.....</i>	<i>31</i>
6.4.2.	<i>Consignas.....</i>	<i>31</i>
6.4.3.	<i>Procedimientos para Trabajos con Tensión.....</i>	<i>31</i>
6.4.4.	<i>Consignas Nacionales de Emergencia.....</i>	<i>32</i>
6.4.5.	<i>Consigna de Equipos Asociados a Interconexiones Internacionales.....</i>	<i>32</i>
6.5.	Procedimientos para Estados de Emergencia del SNI.....	32
6.5.1.	<i>Tipos de Emergencias.....</i>	<i>32</i>
6.5.2.	<i>Coordinación del Restablecimiento.....</i>	<i>33</i>
6.5.3.	<i>Colapsos Parciales o Colapso Total.....</i>	<i>34</i>
6.6.	Normas y Requisitos Técnicos para Incorporación de Nuevas Instalaciones.....	35
6.6.1.	<i>Pruebas Previas.....</i>	<i>35</i>
6.6.2.	<i>Conexión de generadores.....</i>	<i>36</i>
6.6.3.	<i>Normas para Conexión de Nuevas Líneas de Transmisión.....</i>	<i>36</i>
6.6.4.	<i>Conexión de Transformadores.....</i>	<i>37</i>
6.6.5.	<i>Conexión de Distribuidores y Grandes Consumidores.....</i>	<i>37</i>
6.7.	Pruebas y Verificación de Parámetros.....	37
7.	REQUERIMIENTOS TECNICOS.....	37
7.1.	Sistema de Transmisión.....	37
7.1.1.	<i>Criterios de Diseño y Operación.....</i>	<i>37</i>
7.1.2.	<i>Estado Estacionario.....</i>	<i>38</i>
7.1.3.	<i>Estado Transitorio.....</i>	<i>39</i>
7.1.4.	<i>Estado Dinámico.....</i>	<i>39</i>
7.1.5.	<i>Criterios Básicos de Confiabilidad.....</i>	<i>41</i>
7.1.6.	<i>Criterios de Confiabilidad para Condiciones Extremas.....</i>	<i>41</i>
7.1.7.	<i>Horizontes de Planeamiento Eléctrico de la Operación.....</i>	<i>41</i>
7.2.	Criterios para el establecimiento de las Reservas y la Regulación de Frecuencia.....	41
7.2.1.	<i>Reserva Rotante.....</i>	<i>41</i>
7.2.2.	<i>Reserva Fría.....</i>	<i>42</i>
7.2.3.	<i>Reserva Adicional.....</i>	<i>42</i>

7.3. Esquema de Alivio de Cargas (EAC).....	43
7.4. Obligaciones en cuanto a la Potencia Reactiva.	44
7.4.1. Para los Generadores.....	44
7.4.2. Para el Transmisor.....	45
7.4.3. Para los Distribuidores y Grandes Consumidores.....	45
7.4.4. Potencia Reactiva Remunerable Disponible (PRR).....	45
8. SITUACION OPERATIVA.....	45
9. ASPECTOS INSTRUMENTALES.....	56
9.1. Estudios de la red.....	56
9.2. Despacho Hidrotérmico.....	56
9.3. Sistema de Adquisición de Datos SCADA.....	57
9.4. Sistema de Medición Comercial SISMEC.....	57

ECUADOR

DESCRIPCION DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

1. ASPECTOS INSTITUCIONALES.

1.1. Instituciones del Sector.

1.1.1. Las responsabilidades institucionales del sector eléctrico en la República del Ecuador corresponden a los siguientes entes:

- a) El **CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC)**, constituido como una persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa,
 - 1) Con la misión de:
 - i) Dictar la regulación del sector de acuerdo con la política energética nacional
 - ii) Elaborar el Plan de Electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, de carácter obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado
 - iii) Elaborar los Reglamentos para la aplicación de la Ley Marco
 - iv) Aprobar los pliegos tarifarios de los servicios regulados de transmisión y distribución a consumidores finales
 - v) Publicar las normas generales que deberán aplicarse a los contratos del transmisor y los distribuidores para asegurar el libre acceso de terceros a sus servicios
 - vi) Dictar y aplicar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores
 - vii) Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución, otorgando los permisos y licencias necesarios
 - viii) Constituir las servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras del sector
 - ix) Dirimir las controversias que le sometan los agentes del mercado
 - 2) Cuyo financiamiento deriva de la contribución anual de los generadores, transmisor y distribuidores para solventar el presupuesto aprobado
- b) El **CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE)**, constituido como una corporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico y sin fines de lucro,
 - 1) Cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores,
 - 2) Encargado del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en

todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final,

- 3) Encargado de la administración de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), responsabilizándose del abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de empresas las generadoras, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión,
- 4) Sus funciones específicas son:
 - i) La coordinación de la operación en tiempo real del SNI en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad;
 - ii) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo;
 - iii) Verificar el cumplimiento de la programación de generación;
 - iv) Aportar al CONELEC los datos necesarios para penalizar a los generadores por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho;
 - v) Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte;
 - vi) Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento;
 - vii) Preparar los programas de operación para los siguientes 12 meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.
- 5) Los recursos para su financiamiento provienen de una alícuota que abonan los integrantes del MEM en función de su participación en el ejercicio anterior, fijada anualmente

1.2. Participación del Sector Privado en la Industria Eléctrica.

La estructura tarifaria del sector presenta graves problemas resultantes del defasaje entre los precios internos y el nivel internacional de los costos de producción, transmisión y distribución. Como resumen puede observarse que mientras los costos de producción en central se encuentran cerca de los 40 mills/kWh, la tarifa a usuario final ronda los 25 mills/kWh, debiendo tenerse presente que los combustibles se encuentran subsidiados. Este defasaje parece de difícil resolución y solo podrá resolverse mediante la progresiva elevación de la tarifa a usuario final, lo que requerirá la aplicación de subsidios al consumo.

Esta condición dificulta el progreso del mercado ecuatoriano y trava el ingreso de inversiones en el sector.

En cuanto a la participación del sector privado en el sector, la Ley prevé:

- a La transmisión de los activos de generación y transmisión de propiedad del Estado a sociedades de derecho privado,
- b Para la distribución se prevé la constitución de compañías en las que el denominado Fondo de Solidaridad participará con las acciones transferidas por el Estado,

- c Permitir la inversión y participación privada hasta un monto máximo del 51% del capital. Esa participación privada se concretará según resuelva el Fondo de Solidaridad, siguiendo los siguientes procedimientos:
- 1) Luego de establecidas las unidades de negocio mediante la constitución de las Sociedades Anónimas de generación y transmisión con los activos de propiedad del Estado, por aumentos de capital social aprobados por el Fondo, en su calidad de accionista único de dichas empresas. El Fondo ofertará su derecho preferente a operadores calificados, nacionales o internacionales, que hayan suscrito en forma previa los contratos de compra venta y de adhesión, adjudicados por oferta pública. El precio base de la subasta reconocerá:
 - i) todos los activos considerados a valor nuevo de reposición,
 - 2) menos depreciación, pasivos, derechos, acciones y obligaciones.

La valoración será realizada por consultores calificados que acrediten reconocida experiencia y solvencia y que sean escogidos mediante licitación pública internacional.

Este mecanismo de capitalización será aplicado con exclusividad para las sociedades anónimas que se conformen para centrales de generación.

En las demás unidades de negocio del ámbito de la generación, de la transmisión y de la distribución, el Fondo de Solidaridad podrá aplicar la fórmula de capitalización o la transferencia de acciones hasta los límites señalados en la Ley o una combinación de las dos.
 - 3) El Fondo pondrá a disposición de la empresa privada la transferencia del 51% de las acciones de cada una de las compañías de generación, transmisión o distribución de su propiedad, ofertando dichas acciones a operadores calificados, nacionales o internacionales, que hayan suscrito en forma previa los contratos de compraventa y de adhesión, resultantes de oferta pública con precio base establecido con idéntico criterio al referido antes.
- d Independientemente de la participación accionaria, se delegará la dirección, administración y operación de la compañía anónima al accionista privado.
- e Para los nuevos proyectos de generación, la Ley determina que:
- 1) Los nuevos proyectos de generación, contemplados en el Plan Maestro de Electrificación, serán concesionados a través de procesos públicos, en los que podrán participar inversionistas nacionales y/o extranjeros.

Se concederá el uso del recurso para la prestación del servicio eléctrico en el mercado, siendo los bienes propiedad del concesionario. Al término del período de la concesión, el Estado podrá asumir directamente el manejo del servicio o proceder a la realización de una licitación, que permita extender la misma de conformidad con una de las alternativas contempladas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
 - 2) Los proyectos menores a 50 MW, a destinar a autogeneración o al servicio público, solo requerirán de un permiso otorgado por el CONELEC.
- f La Ley prevé las obligaciones de los agentes según:
- 1) Generación:

Los generadores explotarán sus empresas asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia.

2) Transmisión:

Para la Empresa (única) de Transmisión (TRANSELECTRIC) formada con los activos de propiedad del Estado correspondiente al SNI, se aplicarán las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación.

El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. La planificación será realizada utilizando criterios de eficiencia económica y confiabilidad aceptados.

El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, las que puedan fundarse en categorías de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo.

El transmisor no puede comercializar energía eléctrica.

3) Distribución y comercialización:

La distribución y comercialización de energía eléctrica se realiza por sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución por cada área geográfica fijada en el Plan Maestro de la Electricidad, basada en la competencia por comparación.

g La Ley prevé las siguientes limitaciones al accionar de los agentes:

- 1) Los distribuidores no podrán generar ni transmitir energía eléctrica, salvo la generación existente al momento de entrada en vigencia de la Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas independientes para operar esa generación.
- 2) El CONELEC podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente.

h En cuanto a las utilidades correspondientes al Estado, la Ley prevé que :

Las utilidades correspondientes al Estado serán reinvertidas en el mejoramiento de su infraestructura, expansión de servicios y capacidad técnica operativa. Los excedentes, si los hubiere, ingresarán al Fondo de Solidaridad y su rendimiento servirá para financiar obras de electrificación rural y urbano marginal.

i En relación al control de actividades monopólicas, las previsiones de la Ley son las siguientes:

La Ley impone y garantiza la segmentación y separación jurídica y económica entre generadores, transmisor y distribuidores.

La Ley prohíbe expresamente conductas monopólicas, tales como la colusión para la fijación de precios por encima de aquellos que existirían en ausencia de dicha conducta colusiva; políticas predatorias tendientes a excluir del mercado eléctrico a empresas

rivales o a dificultar el ingreso de nuevas, especialmente generadores; la discriminación, en igualdad de condiciones de precios o de tratamiento con respecto al acceso a las instalaciones de transmisión y distribución; y otras similares por parte de los generadores, el transmisor o los distribuidores y que tengan por efecto eliminar o dificultar la libre competencia en el sector eléctrico o perjudicar a los consumidores por la vía de los precios.

Las compañías que adquieran acciones en las sociedades anónimas, constituidas con activos de propiedad del Estado, no podrán ser relacionadas entre sí, ni depender societariamente de una misma matriz, aunque no tengan calidad jurídica de subsidiaria o sucursal.

Solo mediante la expresa autorización del CONELEC, dos o más generadores o, dos o más distribuidores podrán asociarse en un mismo grupo empresarial o fusionarse. Para escindirse se requerirá igualmente de autorización del CONELEC.

j En referencia a las concesiones, la Ley prevé:

Mediante los contratos, los concesionarios prestarán los servicios durante el plazo establecido en los mismos, cumpliendo las normas de que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

El control y vigilancia del cumplimiento de los contratos de concesión corresponderá al CONELEC.

Los proyectos a ser concesionados por el CONELEC mediante licitación pública, serán aquellos que consten en el Plan Maestro de Electrificación aprobado por el CONELEC, de conformidad a lo establecido en la Ley.

El sector privado podrá proponer, a su riesgo, el desarrollo de otros proyectos alternativos que deberán ser previamente aprobados por el CONELEC en cuyo caso, pasarán a formar parte del Plan Nacional de Electrificación y serán ejecutados por el proponente sin necesidad de licitación ni concurso.

El Estado no garantizará a ningún generador la producción, precio y mercado de energía eléctrica.

Las personas, naturales o jurídicas, adjudicatarias de una concesión requerirán de autorización expresa del CONELEC para realizar ampliaciones de las instalaciones existentes.

k Se requiere de una autorización para el uso de fuentes primarias de energía según:

Para el uso y/o explotación de fuentes primarias de energía, la concesión contará con las autorizaciones que permita el empleo del agua u otras fuentes primarias para la generación de energía eléctrica, de conformidad con lo que dispongan las leyes respectivas sobre la materia y respetando los derechos de terceros.

l Los principios tarifarios establecidos en la Ley son los siguientes:

- 1) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes.
- 2) Los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría o grupo de clientes podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otras categorías de clientes.

- 3) Los pliegos tarifarios serán elaborados considerando empresas tipo en mercados similares a aquel para el cual se definirán las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la tasa interna de retorno de las diferentes empresas distribuidoras y del ente de transmisión, la depreciación de los activos, la calidad y la economía del servicio eléctrico a los consumidores finales.
 - 4) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.
 - 5) El CONELEC determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año.
- m La Ley determina un Precio Referencial de Generación para Usuario Final definido como:
- El valor que tendrá que pagar un consumidor final que no tuviese un contrato a largo plazo para el suministro de la energía para cubrir los costos de la etapa de generación operada en forma óptima.
- Este valor se calcula como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo extendidos en un período suficientemente largo de operación simulada para estabilizar estos costos, más el costo de la potencia disponible sea o no despachada.
- El precio referencial de generación, con sus respectivas fórmulas de reajuste, deberán ser fijadas por el CONELEC en base de los cálculos que realice el CENACE.
- n En lo referido a las tarifas de transmisión, se establece que:
- Las tarifas que paguen los generadores por el uso del sistema de transmisión deberán, en su conjunto, cubrir los costos de inversión, depreciación, operación, mantenimiento, pérdidas de transmisión y la rentabilidad correspondiente.
- Las tarifas de transmisión son fijadas por el CONELEC, determinando sus valores iniciales y las fórmulas de reajuste a ser aplicadas cada año. Una vez fijadas, las tarifas se considerarán incorporadas en el contrato de concesión del transmisor.
- o En referencia al Valor Agregado de Distribución (VAD), la Ley establece que:
- El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate. Considerando los siguientes aspectos:
- i) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
 - ii) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía; y,
 - iii) Costos de inversión, ~~ópera~~ mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada.
- Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo.
- p En cuanto a la oportunidad de fijación de tarifas, se indica que:

El CONELEC fijará y publicará anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, así como sus fórmulas de reajuste, las que entrarán en vigencia el 30 de octubre del año en que corresponda. Los pliegos tarifarios incluirán ajustes automáticos de tarifas debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no pueden ser directamente controlados por el concesionario, reajustes que se aplicarán si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

Pese a la regulación avanzada que posee el sector, la situación de la economía ecuatoriana ha trabado hasta el presente el proceso de participación de la inversión privada en el sector. De las 18 distribuidoras, solo una tiene participación privada, manteniéndose las demás en el ámbito del Estado, sea nacional o municipal.

Existe además un importante monto de deuda externa asignado a las empresas, tanto distribuidoras como generadoras, lo que provoca mayores dificultades en el proceso de privatización.

La responsabilidad del proceso privatizador se encuentra en el Consejo de Modernización del Estado (CONAM) que enfrenta un proceso condicionado por las alternancias políticas del país, que posiblemente hagan difícil cumplir los plazos previstos para la venta de acciones de las empresas (Octubre de 2000 para distribuidoras y Diciembre de 2000 para generación y transmisión).

El plan prevé la venta de las 6 generadoras y de la empresa de transmisión TRANSELECTRIC y de las acciones propiedad del Fondo de Solidaridad en las 17 empresas distribuidoras.

Existen PPAs suscritos precedentemente con algunas generadoras de capital extranjero, con capacidad instalada del orden de 400 MW, que se encuentran en dificultades al presente en razón del desfasaje tarifario mencionado.

1.3. Transparencia, eficiencia.

Existen varias disposiciones destinadas a garantizar la transparencia del mercado.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional (existe una disposición transitoria que libera de esta limitación a HIDROPANTE S.A.).

En cuanto al acceso al sistema de transmisión o a las redes de los distribuidores, la legislación prevé que:

El transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la Ley y sus reglamentos. Las condiciones para ese acceso son las siguientes:

- 1) Que exista capacidad de transporte disponible
- 2) Que exista compatibilidad técnica en sus sistemas o servicios.
- 3) Que no degrade ni afecte la calidad de servicio.

- 4) Que no ocasione daño ni coloque en peligro la vida de las personas o la salud pública, cuidando que se cumplan con las disposiciones ambientales.
- 5) Que exista un acuerdo válido entre las partes, en el cual se establezca los términos del uso de los sistemas de transmisión o distribución por los solicitantes y el respectivo pago por concepto de acceso y uso de estos sistemas, el cual será regulado por el CONELEC.

2. TRANSMISION.

2.1. Sistema de Transmisión.

Las definiciones consideradas en la normativa en referencia al Sistema de Transmisión son las siguientes:

Línea de Interconexión: Es un tramo radial entre una planta de generación y una Subestación de Transmisión consistente de un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o mas ternas de conductores diseñadas para operar a cualquier voltaje, incluso los que son mayores de 90 kV y cuya función es la de transmitir la energía producida por la planta de generación a la Subestación de Transmisión.

Línea de Transmisión: Es un tramo radial entre dos Subestaciones consistente de un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o mas ternas de conductores diseñadas para operar a voltajes mayores de 90 kV. Las líneas de transmisión son de propiedad de la Empresa de Transmisión.

Subestación de Transmisión: Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares que están conectados a una o más Líneas de Transmisión. Podrán incluir equipos de protección para líneas de voltajes inferiores a 90 kV pero no incluirán ninguna porción de dichas líneas.

Líneas de Subtransmisión: Son uno o mas tramos de conjuntos de estructuras, conductores y accesorios que forman una o mas ternas de conductores diseñadas para operar a cualquier voltaje, incluso los que son mayores de 90 kV, ya sea en forma radial o como anillos, cuyo papel principal es enlazar subestaciones de distribución. Las Líneas de Subtransmisión son de propiedad de las Concesionarias de distribución quienes están obligadas a permitir el libre acceso a ellas por parte de cualquier usuario que lo solicite, siempre que este acceso esté dentro de los límites técnicos establecidos.

2.2. Peajes en las Redes de Transmisión y Distribución.

Los peajes en la redes de transmisión y distribución a aplicar en el ámbito de la República del Ecuador se especifican en el Reglamento de Tarifas, que contempla las siguientes definiciones:

- a Unidades de Propiedad Estándar: Son las instalaciones de una parte de la red del Distribuidor, que responden a normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo para la prestación de una función específica en el sistema. Ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.
- b Precios de Referencia: Precios homologados por el CONELEC para la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar.

La estructura de costos a reconocer por el uso de redes de transmisión y distribución comprenderá los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD) de empresas eficientes.

Resultan así componentes del costo del servicio:

- a El costo por restricción técnica del sistema, que corresponde al costo de la energía producida para mantener las condiciones del suministro del servicio en los niveles de calidad establecidos;
- b Los costos de capacidad, se refieren a los costos de inversión de los bienes destinados a la generación, transmisión o distribución, incluyendo el suministro, montaje, operación y mantenimiento;
- c Los costos de pérdidas en los niveles admisibles aceptados. Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son Pérdidas Técnicas y Pérdidas No Técnicas;
- d Los costos de comercialización del distribuidor, que comprenden los servicios de medición prestados a los grandes consumidores; y,
- e Los costos de administración del distribuidor, que son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa.

2.2.1. Peajes de Transmisión.

El cálculo tarifario de la transmisión considera el Costo Medio del Sistema de Transmisión, que corresponde a la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas, según el siguiente detalle:

- a Los costos de inversión según del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de 10 años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el CENACE y aprobado por el CONELEC, como la anualidad para una vida útil de treinta años con la Tasa de Descuento aprobada.
- b Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento aprobados.

2.2.2. Peajes de Distribución.

El peaje por el uso por terceros del sistema de distribución, será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) menos los costos asociados al cliente.

El VAD resulta del estudio técnico - económico, a ser presentado por el distribuidor al CONELEC, y cuyos resultados deberán ajustarse a los valores del VAD para la empresa de referencia, discriminados para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión, según:

Componente de Subtransmisión para el VAD: corresponde al costo de capacidad de los activos en servicio en tensiones superiores a 40 kV más los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima simultánea, como una anualidad por unidad de demanda, para una vida útil de treinta años.

- a *Componente de Media Tensión para el VAD:* para los activos en tensiones entre 0,6 y 40 kV, resultante de un inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar valoradas con Precios de Referencia.

El valor agregado de cada Unidad de Propiedad Estándar corresponderá a la anualidad del costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento correspondientes. La anualidad se calculará para el período de vida útil y la Tasa de Descuento aprobada.

La componente de media tensión para el VAD resultará de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima simultánea en esa tensión.

- b) *Componente de Baja Tensión para el VAD:* obtenido de forma similar al anterior para los activos en tensiones inferiores a 0,6 kV.
- c) *Componente de Comercialización para el VAD:* comprenderá los activos en servicio correspondientes al Sistema de Medición y de Facturación al cliente.
- d) *Componente de Administración para el VAD:* el Distribuidor incluirá sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del VAD ya vistos.

2.2.3. Pérdidas en las redes.

En cuanto a las pérdidas, el Reglamento de Tarifas considera que las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kW y un kWh al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía, considerando los siguientes aspectos:

- a) La remuneración de pérdidas de Potencia corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.
- b) La remuneración de pérdidas de Energía corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial de energía a nivel de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el CENACE y por el Distribuidor según corresponda y serán presentados al CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnico económicos que le sean presentados. El criterio fijado establece un máximo de pérdidas no técnicas del 2% para el año 2002.

2.2.4. Asignación de los cargos a los usuarios de las redes.

Para la determinación de los cargos a pagar por los agentes, se establecen factores de participación en el uso de las redes de transmisión y distribución. Al efecto las responsabilidades asignadas por la regulación son:

- a) Los estudios requeridos para obtener los Factores de Responsabilidad de la Carga serán ejecutados por los Distribuidores y serán actualizados cada cuatro años o en períodos intermedios, cuando el CONELEC así lo considere.
- b) Los factores de responsabilidad de la carga serán obtenidos sobre la base de muestras estadísticamente representativas, de conformidad con lo establecido por el CONELEC.
- c) Los factores de responsabilidad definirán fundamentalmente los comportamientos típicos de la relación de la participación de las demandas máximas individuales de los clientes en la demanda colectiva y, por tanto, su incidencia en los costos de capacidad de transmisión y distribución.

La tarifa de transmisión discrimina un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión,

relacionado con el uso de las instalaciones y equipos exclusivos del agente del mercado mayorista para conectarse al sistema. Estos cargos se calculan con base en la demanda máxima mensual no simultánea.

En cuanto a las pérdidas, estas se determinan utilizando la metodología del Factor de Nodo, de cuya diferencia resulta dicha remuneración económica para el Transmisor.

Los peajes de distribución tienen un cargo por potencia que corresponde al costo del VAD hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

Se establecen peajes de distribución para alta, media tensión y baja tensión.

La anterior descripción puede resumirse indicando que:

- El transportista es responsable de la expansión, siendo que percibe una tarifa que incluye los costos de expansión de su red,
- La expansión se efectuará siguiendo el Plan de Expansión aprobado, resultando este de los estudios aprobados por el CONELEC

2.3. Señales para el levantamiento de las restricciones operativas.

Existen señales específicas de congestión en la red de transmisión, previéndose que los agentes que originan las restricciones operativas se responsabilicen de los siguientes sobrecostos:

2.3.1. Sobrecostos por Restricciones Operativas.

Las restricciones operativas del sistema producen un sobrecosto horario por encima del resultante de la operación a costo marginal (generación forzada).

Resulta del producto de la energía bruta generada (EG) de cada máquina por la diferencia entre su costo operativo (CO) declarado y el precio de nodo (PN) que corresponde a su nodo de conexión, más el sobrecosto de Combustible (SCC).

Los sobrecostos derivados de las restricciones operativas serán asignados a cada uno de los Agentes del MEM mediante los siguientes criterios:

- a) Para aquellas restricciones que se relacionen con falta de capacidad de transformación y/o transporte de las instalaciones de la Empresa Nacional de Transmisión, los sobrecostos serán asignados en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión.
- b) Si por restricciones presentes en las redes de subtransmisión de algún Distribuidor o por incrementar la estabilidad de su sistema regional, se requiere la presencia de generación forzada, todo el sobrecosto asociado será asignado a la correspondiente Empresa Distribuidora y/o Grandes Consumidores, que hayan solicitado al CENACE que se les provea de dicha generación forzada.
- c) Los sobrecostos asociados a la generación forzada requerida para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de las bandas establecidas serán asignados a los participantes del mercado que incumplan las normas vigentes de calidad de voltaje.

En consecuencia, las señales de congestión se aplican a la Empresa transportista o Distribuidora titular de la red congestionada, lo que es coherente con la obligación de expansión a dicho titular asignada por esta regulación.

2.3.2. Restricciones Operativas en simultaneidad.

Si en una región determinada, se presentaren en forma simultánea una o varias restricciones operativas conjuntamente con la presencia de una o varias unidades de generación obligatoria (aquella ingresada para atender la demanda con niveles de confiabilidad y seguridad del SNI o de un área del SNI, o para la cobertura de la demanda), durante los períodos en los que esta generación se encontrare operando con su potencia mínima en el despacho sin restricciones, el o los Agentes del MEM que provocan las restricciones, deberán reconocer a los generadores obligatorios, a costo operativo, únicamente aquella energía que hayan tenido que generar sobre su potencia mínima para superar las restricciones.

2.3.3. Fondo para Remover Restricciones Operativas.

En el caso anterior existe una energía que, a pesar de servir para superar las restricciones, no es pagada por los agentes que las provocan, porque está considerada como parte de la inflexibilidad de las unidades. La regulación prevé, aunque aún no es aplicable, que el CENACE deberá cuantificar esta energía a costo operativo, y el valor obtenido se asignará a los agentes causantes de las restricciones, quienes deberán depositarlo en cuentas individuales denominadas "Fondos para remover Restricciones Operativas", fondos que únicamente deberán ser utilizados por los agentes para eliminar las restricciones.

Cualquier empresa que preste el servicio público de energía eléctrica podrá instalar equipos que remuevan las restricciones existentes en las redes de transporte, sean estas de su propiedad o no.

La empresa que haga la instalación correspondiente, suministrará al CONELEC toda la información relevante para la fijación de los cargos pertinentes, que podrá aplicar por concepto del uso del activo o activos instalados, con el objeto de recuperar su inversión.

3. MERCADO SPOT Y A TERMINO.

Las tarifas subsidiadas que al presente caracterizan al servicio de distribución ha impedido la contratación de los grandes consumidores, que prefieren aprovechar tal circunstancia. Este aspecto deberá evolucionar hacia tarifas que reconozcan costos para facilitar las transacciones en el Mercado a Término.

3.1. Precio de la Energía.

El CENACE calcula los factores de nodo horarios (FNh) en el predespacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de potencia simplificado que representa la red de transmisión.

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

3.1.1. Mecanismo de Cálculo del Costo Marginal de Energía.

En condiciones de despacho económico, sin restricciones de la red, el costo marginal de energía se determina en la Barra de Mercado como el costo variable de producción de la

¹ La observación del CONELEC propone el cambio del párrafo marcado en amarillo por lo indicado en Nota 1, que no se encuentra en el texto entregado. ¿??

unidad de generación que atiende el incremento de carga, con la reserva necesaria para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema. El costo de generación se define:

a) En Operación Normal

El costo de generación se determina por el costo variable de producción en el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada, y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica (valor del agua) para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior. En el caso de las Interconexiones Internacionales, específicamente la importación, por el precio de oportunidad ofertado para esa energía.

b) En Caso de desabastecimiento.

En el caso de desabastecimiento de energía eléctrica, el Costo de la Energía No Suministrada, se convierte en un generador térmico virtual con costo variable según la profundidad del déficit, considerando ese generador como parte de las unidades a ser despachadas.

El Costo Marginal de la Energía del sistema en la Barra de Mercado fija el Precio del Mercado (PM), obtenido de manera horaria por el CENACE para el despacho sin restricciones, el cual permite realizar las transacciones entre los Agentes del MEM, transfiriendo ese precio mediante los factores de nodo horarios.

3.1.2. Declaración de Costos Variables de Producción.

Los generadores térmicos declaran mensualmente sus costos variables.

El valor del agua será calculado por el CENACE en la programación operativa.

3.2. Remuneración de la Potencia.

Se determina el precio unitario de potencia como el precio unitario de potencia correspondiente al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, lo define cada 5 años el CONELEC.

Al presente, el precio unitario de la potencia es de 5,6 U\$S/kW-mes.

Con ese precio unitario se remunera la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la reserva de largo plazo, prevista para el año seco.

Cada generador recibe remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición PR. El CENACE determina esas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año, siendo aplicables para cada uno de los trimestres de los siguientes 12 meses.

Para ello, simula la operación económica del sistema para los siguientes 6 meses de estación seca; considerando los consumos específicos promedios de las unidades termoeléctricas y los costos vigentes de los combustibles.

Semanalmente el CENACE evalúa los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, por sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Si de la programación

semanal se determina la necesidad de Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, esta se licita, con límite en el precio unitario definido para la PR.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia resulta definido estacionalmente por el CENACE y es de cumplimiento obligatorio para todos los generadores. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido debe comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de la potencia definido para la PR.

El CENACE determina la reserva requerida para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación.

El Costo por Arranque y Parada de una unidad turbovapor se reconoce de acuerdo al valor declarado por el Generador para un arranque en frío. Los arranques en caliente no se remuneran.

3.3. Potencia Reactiva Remunerable Disponible (PRR).

Esta potencia reactiva será aquella que entregue en exceso el Agente, una vez que haya cumplido con los parámetros obligatorios de calidad en su nodo.

La PRR puesta a disposición por cada Agente a utilizar será determinada por el CENACE, dentro de la Planificación Operativa y Despacho Económico, considerando criterios técnicos y económicos.

Si por alguna circunstancia, los requerimientos de potencia reactiva son mayores a lo previsto en la Planificación Operativa y Despacho Económico, el CENACE podrá efectuar una licitación para cubrir el déficit de reactivo.

3.3.1. Costos de Producción de Reactivo.

Los costos de producción de la potencia reactiva se calcularán en base a costos fijos y variables declarados por los Agentes propietarios, según el siguiente detalle:

Costos fijos: el precio unitario de la potencia reactiva será declarado por el Agente propietario, sujeto a verificación por el CENACE y corresponderá al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento de los equipos que producen el reactivo.

Costos Variables: son aquellos cambian en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático destinado exclusivamente para el control de voltaje. Este costo variable contempla el consumo de activo para la producción de reactivo, los insumos y los costos de mantenimientos

Con esos parámetros, el CENACE establece mensualmente para cada equipo, el cargo fijo PURRRm (\$/kVAr mes) y el variable CV (\$/kVArh) que deberán enfrentar aquellos que requieran su despacho por no cumplimentar los índices obligatorios.

El Generador que deba entrar en servicio con una unidad generadora, que no sea compensador sincrónico y que no estaba despachada, para suministrar la energía reactiva faltante, cobrará el costo operativo o el costo marginal, el que sea mayor. Estos valores serán pagados por los Agentes que causaron el déficit de potencia reactiva.

Los Generadores, Transportista, Distribuidores y Grandes Consumidores que incumplan pagarán el mayor Costo de Producción de Reactivo declarado. Estos valores se acreditarán a los Agentes que fueron afectados por el incumplimiento en el control de voltaje.

3.4. Tratamiento de la Importación y Exportación.

En referencia a la importación y exportación de energía eléctrica, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y su Reglamento General establecen que:

- a La exportación de energía eléctrica comprende únicamente los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. Para el efecto, se requerirá autorización del CENACE. La exportación e importación de energía eléctrica son autorizadas por el CENACE de acuerdo a la Ley y a las Normas elaboradas por el CONELEC.
- b Para contratos de exportación e importación, una vez presentada la solicitud por parte del interesado, el CENACE dispone de un término de quince (15) días para estudiar dicha solicitud y pronunciarse al respecto. Dentro de este período esta obligado a responder al interesado con detalle de las razones que fundamentan su aprobación o negación. El silencio administrativo se considera positivo de conformidad con la Ley de Modernización.
- c La importación de energía eléctrica se realiza en condiciones de libre mercado. Bajo este esquema, la energía y potencia eléctrica ofrecida por empresas eléctricas de otros países se considera en la programación de despacho económico que realiza diariamente el CENACE.

Existe a la fecha un proyecto de Reglamento para regular la importación y exportación de energía, que se encuentra en etapa de discusión. Los aspectos principales de ese documento son los siguientes:

- El CONELEC coordinará acciones con el correspondiente Organismo Regulador del país vecino, a fin de establecer los mecanismos que viabilicen la importación o exportación de energía, observando las legislaciones y normativas de los dos países así como los convenios binacionales suscritos. Deberá además otorgar los permisos o concesiones correspondientes.
- Para que un agente del MEM pueda realizar las actividades de importación, deberá tener la calidad de Distribuidor o Gran Consumidor y obtener la autorización del CENACE para el ejercicio de tal actividad. La exportación podrá ser realizada por un Generador que haya sido previamente autorizado por el CENACE. El agente deberá cumplir con las características y requisitos técnicos para la operación en el MEM, principalmente, en lo referente a sistemas de medición, comunicación, protección y control y a los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad.
- Cuando se precise entregar o recibir energía eléctrica a o desde localidades de un país vecino, con transferencias de potencia menores a 500 kW y en niveles de tensión igual o inferiores a 40 kV, las Empresas Distribuidoras podrán efectuar estas transferencias en forma autónoma, considerándolas como una variación menor de la demanda de su sistema.
- Para la importación de energía en bloque se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:
 - a) Contratos a plazo libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios.

- b) Compra - venta en el mercado ocasional sujetándose a la regulación que rige este tipo de transacciones.
- Para la exportación de energía en bloque, se pueden realizar los dos tipos de transacciones anteriores, sujetándose a las cantidades y condiciones que determine el CENACE, de acuerdo a la operatividad del sistema y la disponibilidad de generación.
- Se entenderá como excedentes de energía, para la exportación, lo siguiente:
 - a) Para generación hidráulica, la energía que no resultaría despachada para cubrir la demanda nacional y por lo tanto se encuentra en condición de vertimiento.
 - b) Para generación térmica, la energía que producirían las máquinas o centrales que no sean requeridas para cubrir la demanda nacional o como reserva en el despacho que realice el CENACE.
- El CENACE modelará y representará a la importación como un Generador ubicado en el nodo de interconexión internacional, con su costo asociado en el contrato a plazo o su costo ofertado en el mercado ocasional. Este punto será la referencia para el cálculo de los factores de nodo y cargos asociados por el uso de la red, dentro del Despacho Económico que realice el CENACE. Determinará también la remuneración correspondiente por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, por Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia a que tenga derecho el Agente que realiza la importación.
- La exportación será modelada por el CENACE como un Gran Consumidor ubicado en el nodo de interconexión internacional. Los costos variables declarados por el generador que ingrese a operar para la exportación de energía, no serán considerados para la determinación del costo marginal de la energía en el despacho económico que realice el CENACE. La demanda extranjera tendrá igual prioridad que la demanda propia en lo referente a restricción de oferta en el MEM.
- El agente del MEM que realice la importación o exportación, será responsable de cumplir, sea por su cuenta o a través de la Empresa de Transmisión, con la Regulación de los Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM emitida por el CONELEC.

Existe al presente una interconexión entre la Empresa Eléctrica Regional del Norte - EMELNORTE con las Empresas Públicas de Medellín en tensión de 138 kV, que habilita la compra de energía a nivel de distribuidoras con un intercambio del orden de 25 MW.

Existe un proyecto de interconexión en 230 kV con Colombia, con adecuado desarrollo técnico, que no se ha concretado por dificultades en su cierre económico. No obstante, la evolución de la oferta y demanda de energía en Ecuador indican la necesidad de interconectar la red con otros sistemas para disponer de unos 200 MW adicionales en un plazo de aproximadamente 2 años, visto las dificultades para desarrollar proyectos locales de generación.

En los últimos meses se ha identificado un yacimiento de gas, de volumen reducido, que podría resolver el problema de abastecimiento de corto plazo a nivel local.

4. ASPECTOS COMERCIALES Y LEGALES.

4.1. Funcionamiento del Mercado.

Los criterios generales de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se establecen en la Ley, que considera:

- 1) El MEM esta constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.
- 2) Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado spot o contratos a plazo, más las transacciones de importación y exportación. El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores o grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.
- 3) En el MEM, los contratos a plazo se acuerdan libremente entre generadores y grandes consumidores o distribuidores, por un plazo mínimo de un año y serán cumplidos a través del CENACE. Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.
- 4) Los Generadores que cuentan con unidades térmicas no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.
- 5) Los Generadores que cuentan con plantas hidroeléctricas no pueden comprometer una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su Energía Firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivo.
- 6) Los generadores pueden vender energía eléctrica en el mercado spot. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores pueden, por su parte, comprar en el mercado spot. Los distribuidores y grandes consumidores pueden vender en ese mercado sus excedentes de contratos.
- 7) El CENACE fija trimestralmente la reserva máxima de potencia puesta a disposición que el sistema necesita para el cumplimiento de las normas de calidad de servicio fijadas por el CONELEC bajo condiciones de operación normal.
- 8) Para los contratos a plazo, el CENACE liquida las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de Regulación de Frecuencia, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

4.2. Liquidación de Transacciones.

El CENACE elabora un reporte diario sobre la liquidación de transacciones de cada uno de los Agentes del MEM, que se pone en conocimiento de los mismos en la base de datos del MEM en las siguientes 24 horas. Los Agentes del MEM pueden presentar observaciones en las siguientes 24 horas. Solamente son consideradas las observaciones justificadas por escrito que sean presentadas dentro de 48 horas de emitida la información. Las observaciones

justificadas se comunican nuevamente a los Agentes del MEM dentro de las 48 horas siguientes a su recepción.

Cada mes y una vez completado el proceso de reporte de transacciones comerciales correspondiente al mes anterior, el CENACE elabora y emite una factura a cada uno de los Agentes del MEM, la cual se entrega en los primeros 10 días de dicho mes. En la factura se reportan todas las transacciones que hayan sido liquidadas durante los días del mes inmediatamente anterior, así como los pagos y saldos correspondientes, incluyendo los del transmisor, deducidas los aportes para el funcionamiento del CENACE y los cargos que el CONELEC hubiere determinado por incumplimiento de la calidad del servicio.

Los valores facturados en el estado de cuenta entregado por el CENACE deben ser pagados por los Agentes del MEM dentro de los siguientes 20 días, contados a partir de la notificación de la factura.

En caso de no recaudarse la totalidad de los valores facturados al término del plazo indicado, el déficit se cubre por el Fondo de Garantía creado con recursos aportados por los Agentes del MEM y los Exportadores de energía.

La falta de pago por parte de un Agente del MEM, en los plazos previstos en el Reglamento o en los contratos, que sea cubierto por el Fondo de Garantía, dará lugar al cobro de los gastos respectivos, de conformidad con los procedimientos de Administración del Fondo. En el caso que el incumplimiento exceda los montos de aporte de dicho Agente al Fondo de Garantía, se procede a la suspensión del servicio.

La falta de pago de las facturas que se emiten como resultado de las liquidaciones realizadas por el CENACE producirá, de pleno derecho, una multa por día de demora en el pago que fijará la reglamentación respectiva y los correspondientes intereses legales. Transcurrido el plazo que fije la reglamentación sin que se hayan abonado la totalidad de las sumas adeudadas, el CENACE pedirá al CONELEC la terminación de la concesión de acuerdo al contrato respectivo.

4.3. Liquidación de las Transacciones de Energía.

Las transacciones de energía en el MEM contemplan la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e Importadores, y la remuneración a la Empresa de Transmisión.

Además, todos los agentes están sujetos al pago por sobrecostos y servicios prestados por el MEM.

El CENACE discrimina y establece los montos de energía que han sido transados en el Mercado Spot y de Contratos a Plazo, siendo estas últimas prefijadas en base a las demandas previstas.

El CENACE evalúa y liquida también las transacciones de energía realizadas en el Mercado Spot y aquellas transacciones que habiéndose pactado en el Mercado de Contratos a Plazo se cumplan en el Mercado Spot.

La información proviene del Sistema de Medición Comercial SISMEC, dispuesto en los puntos frontera de los Agentes.

Si un Distribuidor o Gran Consumidor que haya contratado energía en el Mercado de Contratos a Plazo consume una cantidad de energía inferior al monto de sus contratos, liquida el excedente en el Mercado Spot, en la Barra de Mercado, al costo marginal horario.

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

La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos.

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

Para una hora determinada:

donde : ³

RVT_h = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

$EeGi_h$ = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

$ErDj_h$ = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

Fni_h = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

Fnj_h = Factor de Nodo del Generador j a la hora h

PEM_b = precio de la energía en la barra de mercado a la hora h (\$/kWh)

$$RVT_h = \left[\sum_{i=1}^n EeGi_h \times Fni_h \times PEM_b \right] - \left[\sum_{j=1}^m ErDj_h \times Fnj_h \times PEM_b \right]$$

De esta manera, la Remuneración Variable al Transmisor resulta de la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado, considerando el total de la energía, independientemente de ser comprada en el Spot o en el Mercado de Contratos a Plazo.

Si el Transmisor posee subestaciones en las cuales retire energía del Sistema para consumo interno debe pagar el costo de esta energía al precio marginal según la metodología expuesta para la compra de energía en el Mercado Spot.

4.3.1. Liquidación de Áreas Separadas o Subsistemas.

Si el Sistema se ha dividido de manera tal que sus partes presentan total independencia física y eléctrica, con su propia generación y carga, se determina que se han formado áreas separadas o subsistemas.

La liquidación de la energía generada o recibida por los Agentes en cada área se hace como siempre, al efecto se considerará que la Barra de Mercado y el precio marginal de la energía en la barra de mercado, para todos los subsistemas, es la misma que se había adoptado antes de la separación del sistema. Esta consideración determina que existan sobrecostos que serán calculados y asignados por el CENACE.

³ No puedo editar la ecuación para introducir los cambios sugeridos por el CONELEC, que son agregar antes de cada término la sumatoria que está en la versión que yo envié ¿??

4.4. Liquidación de las Transacciones de Potencia.

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

Los montos a remunerar por PR son aplicables para cada mes del año, resultando un valor constante.

Si la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica esté indisponible parcial o totalmente en el mes analizado, se determinará como potencia a remunerar PR_i , de cada unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i , el mínimo valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición PR_i y la potencia media puesta a disposición $PMED_{m,i}$

$$PR_i = \min(PR_i, PMED_{m,i})$$

Se establece la potencia media puesta a disposición $PMED_{m,i}$ como la relación entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición PR_i y el factor de disponibilidad FD_i . A su vez, este factor se define por la relación entre las horas reales disponibles $HDIS_{i,m}$ de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en el mes m y las horas totales $HTOT$ del mes analizado.

$$PMED_{i,m} = PR_i * FD_{i,m}$$

Además:

$$FD_{i,m} = \frac{HDIS_{i,m}}{HTOT}$$

donde:

$PMED_{i,m}$ = Potencia media del generador i en el mes m .

$FD_{i,m}$ = Factor de disponibilidad del generador g en el mes m

$HDIS_{i,m}$ = Horas de disponibilidad real de la unidad termoeléctrica o planta hidroeléctrica i en el mes m .

$HTOT$ = Horas totales del mes.

4.4.2. Liquidación de la Reserva Adicional de Potencia (RA).

La remuneración de la Reserva Adicional de Potencia $REMRAP_g$ de cada generador g , se efectúa con el precio de la potencia $PRAP$ que resulte licitado de la lista de mérito de los generadores considerados para reserva. Este valor no puede ser superior al precio unitario de la potencia a remunerar P_p .

La reserva de potencia $RAPOT_g$ de cada generador g a considerar, es la potencia ofrecida semanalmente por las plantas o unidades de la lista de mérito y solo serán remunerada la potencia de los generadores, dentro de la lista de mérito, que no perciben remuneración por potencia remunerable puesta a disposición.

4.4.3. Liquidación de la Regulación Primaria de Frecuencia.

La compra de regulación primaria entre generadores se efectuará al precio unitario de la potencia P_p .

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

$$POTRPFhg = RPFDESPhg - RPFOPThg$$

donde:

POTRPFhg = Potencia aportada para RPF.

RPFOPThg = Potencia para reserva regulante que tienen como compromiso los Generadores en la hora “h”.

RPFDESPhg = Potencia para reserva regulante aportada por el generador g en el despacho.

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

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

4.4.4. Liquidación de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Cada mes el CENACE evalúa la remuneración por Regulación Secundaria de Frecuencia REMRSF_g, que se deba reconocer a cada generador g designado. Al efecto es necesario considerar que el precio al cual deben ser remunerados estos generadores es con el precio unitario de potencia P_p, de esta manera la remuneración a cada generador queda definida como:

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

donde:

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

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

donde:

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

%RSF_g = Porcentaje asignado al generador g para RSF.

POTDEM = Demanda total del sistema (demanda más pérdidas).

HMES = Horas del mes.

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

4.4.5. Liquidación de los Costos de Arranque – Parada.

Al fin de cada mes el CENACE determina la remuneración que cada unidad TV debe percibir por los arranques y paradas solicitados por el CENACE en dicho mes, la que se establece como:

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

donde:

REMAP_{tv} = Remuneración mensual que las unidades TV por arranque y paradas efectuadas en dicho mes.

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

NAP = Número de arranques y paradas realizados por una unidad TV en el mes.

4.4.6. Establecimiento del Cargo Equivalente de Energía.

Con la finalidad de remunerar los servicios de: Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia (PR), Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y por los costos de Arranques y Paradas se establece el Cargo Equivalente de Energía.

Este cargo corresponde a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por los servicios descritos anteriormente en ese período y la energía total entregada en las horas de resto y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos.

4.5. Transacciones de reactivo.

Todos los agentes del MEM son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM. En base al equipamiento para suministrar potencia reactiva, declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, el CENACE verifica el cumplimiento de la calidad del servicio, esto es, niveles de voltaje y sobrecarga del equipamiento y determina los cargos fijos que deben abonar los agentes del mercado por el incumplimiento de las Regulaciones.

4.6. Sistema de Garantías para la Compraventa de Energía

Existe un Reglamento de Garantías para la Compraventa de Energía Eléctrica dirigido a establecer esquemas que garanticen el cumplimiento de las obligaciones derivadas de las transacciones en el MEM. Sus prescripciones son obligatorias para las transacciones spot y optativas para aquellas del mercado a término.

Para poder realizar transacciones en el mercado spot del MEM, y a fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de dichas transacciones, y de aquellas que las partes lo hubieren así pactado, las empresas de distribución y los Grandes Consumidores constituyen y aportan a un fideicomiso mercantil el monto de los depósitos en garantía a valor nominal que sean entregados por los consumidores por cualquier concepto. Estos aportes son mantenidos por el fiduciario en cuentas independientes e individualizadas para cada empresa de distribución.

Resultan beneficiarios del fideicomiso mercantil todos los generadores que venden potencia y energía, tanto en el mercado spot del MEM, como a través de contratos a plazo que se hubieren acogido al presente esquema de garantías, y la empresa de transmisión.

El fiduciario, seleccionado por el CENACE, administra el fideicomiso mercantil buscando rendimiento y seguridad, y realiza inversiones bajo los términos y condiciones establecidos en el contrato de fideicomiso. Para su selección, el CENACE convoca públicamente a un proceso de selección en el que pueden participar administradoras de fondos y fideicomisos nacionales o extranjeras, domiciliadas en el país y legalmente capacitadas.

Si una empresa de distribución o un Gran Consumidor no paga una obligación derivada de una transacción en el MEM, garantizada por el fideicomiso mercantil, dentro del plazo establecido, el acreedor impago podrá obtener del fideicomiso mercantil el pago del valor adeudado con cargo al fondo individualizado establecido por dicho agente consumidor, dentro de los 10 días de serle requerido.

Se establece que el fiduciario restituirá al agente consumidor el monto que corresponda de los depósitos en garantía recibidos por retiro de un consumidor, o por falta de pago de las obligaciones pendientes de dicho consumidor para con la empresa de distribución, incluyendo el rendimiento que tal depósito individual hubiere generado.

4.7. Procedimientos para desconexión o deshabilitación del usuario.

La Ley Marco prevé que la falta de pago del suministro de energía eléctrica dará derecho al proveedor a interrumpir el servicio conforme a las disposiciones reglamentarias pertinentes.

Mientras que su reglamentación sanciona el Principio de No Gratuidad, definiendo que todo usuario o consumidor deberá cancelar las facturas por la prestación del servicio eléctrico en el plazo que establezca el respectivo contrato, y adicionando que la falta de pago facultará al concesionario de generación, transmisión o distribución a interrumpir la prestación del servicio de acuerdo con las normas aprobadas.

En el caso de producirse lo indicado en los párrafos precedentes por parte de cualquiera de los Agentes del MEM, luego de cumplidas las condiciones estipuladas en los respectivos contratos y transcurridos los plazos establecidos en el Reglamento para el pago de las obligaciones, el CENACE publicará un aviso en los principales medios de comunicación escrita indicando la forma y fecha de aplicación de esta medida de suspensión.

Los daños y perjuicios ocasionados a terceros por la suspensión de servicio a consecuencia de la falta de pago, serán de exclusiva responsabilidad del agente que incumplió con el pago.

El agente que fuera sancionado con la suspensión del servicio estará sujeto también a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión, que expresamente indica que se considera la primera suspensión como falta grave y la segunda ocasión como causal para la terminación de la concesión.

4.8. Resolución de Conflictos.

Para poder realizar transacciones en el mercado spot, todo agente del MEM deberá previamente enviar una comunicación escrita al CENACE por la cual deje constancia documental de su voluntad de someter cualquier controversia derivada de transacciones en el mercado spot al procedimiento arbitral previsto en la Ley de Arbitraje y Mediación, con el concurso de un árbitro designado por el director del centro de arbitraje más cercano al domicilio del actor. En todo caso, de así acordarlo las partes, podrán mediante cláusula compromisoria o compromiso arbitral, someter tales controversias a cualquier otro procedimiento arbitral permitido por la ley.

Los Agentes del MEM están facultados a observar e impugnar los resultados del despacho o la liquidación de transacciones que consideren contrarios a sus intereses. En tales casos se prevé:

- a) Las reclamaciones que a criterio de un Agente no hayan sido justificadas por el CENACE, serán puestas en conocimiento del Director Ejecutivo del CONELEC quien emitirá su resolución dentro de los siguientes cinco días. El plazo podrá ampliarse por una sola vez y hasta por cinco días adicionales por falta de información del Agente o del CENACE;
- b) En caso de que el Agente no esté de acuerdo con la Resolución del Director Ejecutivo del CONELEC, podrá apelar ante el Directorio de dicha entidad, el que tomará la resolución correspondiente, dentro de los siete días subsiguientes;

Los reclamos formulados por los Agentes del MEM ante el CENACE o ante el CONELEC no les eximen del cumplimiento de sus obligaciones comerciales en los plazos establecidos en este Reglamento. La diferencia proveniente de la reclamación será liquidada por el CENACE a favor o en contra de los Agentes del MEM dentro de los siguientes dos días de notificada la resolución acreditando o debitando de la siguiente factura.

5. ESTRATEGIA TÉCNICO-ECONÓMICA APLICADA EN RELACIÓN CON LA CALIDAD.

No existen al presente mecanismos sancionatorios ante la falta de calidad de servicio en la red de transmisión, aunque como se detalla la empresa TRANSELECTRIC se responsabiliza de los costos de generación forzada resultante de restricciones de transmisión.

Aunque existen obligaciones al respecto, tampoco se sanciona la merma de la calidad de producto.

Los criterios a este respecto se incluyen en los contratos de concesión que serán otorgados en el proceso de privatización.

5.1. Costo de la Energía No Suministrada.

El tratamiento regulatorio simula el precio de la escasez (costo de racionamiento y costo de riesgo de desabastecimiento por falta de reserva) a través de agregar a la oferta, en el despacho económico para el cálculo del precio de la energía, unidades falla con un costo variable aplicable al despacho relacionado con el costo de energía no suministrada o costo de falla. El procedimiento es el siguiente:

Aún cuando la regulación no se ha completado todavía a este respecto se prevé agregar cuatro o más unidades falla, cada una representando un nivel de energía no suministrada creciente: un primer nivel por pérdida de calidad (reserva), un segundo nivel de retiro voluntario de demanda (flexibilidad), dos o más escalones de racionamiento.

Se prevé asignar a cada unidad falla una “potencia máxima generable” igual al nivel de desabastecimiento que representa, definido como un porcentaje de la demanda. Cada unidad resulta con un porcentaje creciente, con la última igual al 100%.

A cada unidad falla se le prevé asignar un costo variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada o costo de falla, y el nivel de desabastecimiento o riesgo de desabastecimiento que representa. Cada unidad representa el costo de niveles crecientes de racionamiento, o riesgo de racionamiento, con la última unidad con un costo igual al costo de falla.

La práctica actual del CENACE, aún sin regular por el CONELEC, utiliza un costo de falla en 300 U\$\$/kWh, aunque dicho valor tiene esencialmente, por el momento, un sentido orientativo y solo ha sido empleado para el cálculo del % óptimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

5.2. Criterios de Compensación por Transferencia de Calidad.

5.2.1. Incumplimiento del Esquema de Alivio de Cargas (EAC).

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

Visto la situación tarifaria, no se ha producido el ingreso de Grandes Consumidores al Mercado, ya que estos prefieren servirse con las tarifas subsidiadas. Por tal motivo, al presente son solo los distribuidores los responsables del alivio de cargas.

En el caso en que el Distribuidor lo solicite y el Gran Consumidor lo acepte, este podrá formar parte del EAC del Distribuidor. En ese caso, la demanda del Gran Consumidor pasará a formar parte de la demanda del Distribuidor, quien se hará responsable de cubrir los cortes correspondientes como si fuera su propia demanda. La transacción económica correspondiente, deberá ser puesta en conocimiento del CENACE.

Los demás Grandes Consumidores deben disponer su EAC. Si el Distribuidor no acepta incluir en su esquema al Gran Consumidor y este no tiene su propio EAC, deberá acordar con otro u otros Grandes Consumidores, del mismo nodo equivalente de corte, el cubrimiento conjunto del esquema total. La transacción económica correspondiente, que deberá ser informado al CENACE.

Cuando se originen Cortes de Demanda por la actuación del EAC, el CENACE evaluará la evolución del Sistema y, una vez que las condiciones de la operación lo permitan, ordenará la reposición de cortes en forma total o parcial a los diferentes Centros de Control de Área, quienes a su vez retransmitirán la orden a los Agentes conectados dentro del ámbito de la red que operan, a fin de que los mismos procedan a la normalización del servicio ejecutando las maniobras para normalizar los alimentadores desconectados por el EAC.

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

5.2.2. Cálculo de desvíos entre los cortes realizados y comprometidos.

Si bien no ha sido aún regulado se prevé reconocer compensaciones por cortes en exceso a aquellos agentes que los hubieran producido, a cargo de los que cortaron en defecto o no cortaron, al valor del Costo de Energía Cortada igual a 2 veces el costo CENS en el mercado.

Luego de asignadas las compensaciones, de existir saldo, este integrará el monto a descontar del precio de la potencia por incumplimiento en los compromisos relacionados con la calidad de servicio, para la determinación del monto mensual por servicios asociados a la potencia.

5.2.3. Evaluación de la Equidad y Funcionalidad del EAC.

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

6. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN.

6.1. Jerarquías operativas.

La responsabilidad primaria es del Centro de Operaciones del CENACE, dividido en transmisión y generación, existiendo además los Centros Regionales de Operaciones y los Centros de Control del Transmisor y los demás Agentes.

El Centro de Operaciones del CENACE es responsable, entre otras, de las siguientes funciones:

- 1) Ejecutar el despacho óptimo de generación del MEM, de acuerdo a la Programación Diaria, ordenando entrada, variación de carga y salida de los Generadores.

- 2) Coordinar con los Centros de Control de otros países las interconexiones internacionales, despachando importación y exportación de energía.
- 3) Ordenar las restricciones al suministro ante situaciones extremas de déficit de energía o de potencia activa o de potencia reactiva, así como también la desconexión de generación en salvaguarda del Sistema.
- 4) Coordinar las maniobras que involucren a Centros Regionales del SNI, para la energización y desenergización de equipos con fines de mantenimiento o reparación.
- 5) Efectuar la recuperación y normalización del S.N.I ante situaciones de emergencia provocadas por perturbaciones diversas, adecuando el despacho de generación y ordenando las maniobras para la reposición de los equipos fallados.
- 6) Realizar los redespachos necesarios ante cambios significativos de oferta o de demanda o de la red, vigilando las restricciones operativas (hidráulicas, eléctricas, de combustible, etc.).
- 7) Supervisar las maniobras de energización y ensayo de nuevos equipos.
- 8) Coordinar la operación del Sistema de Transmisión con el Centro de Control de la Empresa de Transmisión, preservando la seguridad del Sistema.
- 9) Reportar las novedades y eventos relevantes de la operación.
- 10) Efectuar permanentemente los estudios de seguridad del SNI y, de manera particular, cuando existen maniobras en la red, por mantenimientos aprobados o emergentes.

6.2. Habilitación de Operadores.

No existe un procedimiento aprobado de habilitación de operadores.

La normativa prevé al respecto que los operadores de subestaciones y centrales de generación deberán estar capacitados y calificados para la operación del equipo a su cargo.

6.3. Ejecución de Maniobras.

Las maniobras en el SNI requieren autorización del CENACE. El Centro de Operaciones de Transmisión (COT – del Transmisor) y los centros extranjeros para las interconexiones, deberán coordinar previamente con el CENACE cualquier maniobra a realizar.

Existen procedimientos aprobados que regulan las jerarquías de operación entre centros de control y entre operadores, así como criterios establecidos que regulan las responsabilidades de información que caben a las distintas jerarquías.

Se regula también la disponibilidad de los equipos de comunicaciones afectados al flujo de información entre centros de control, inclusive la precedencia para los distintos tipos de información y la obligación de informar ante emergencia de comunicaciones.

En general, los operadores tienen la obligación de reportar las anomalías al CENACE.

Por otra parte, 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 igualar sus referencias horarias con la hora patrón del CENACE.

El CENACE, las centrales de generación y subestaciones cuentan con instructivos de operación y maniobras de sus instalaciones (Ordenes de Servicio), debidamente actualizados.

La normativa prescribe procedimientos adecuados respecto a las acciones a tomar bajo situaciones normales y de emergencia.

Existen también procedimientos de protocolización de las maniobras en libros de bitácora y mediante registro de voz. La grabación de mensajes entre el personal del CENACE y personal del Transmisor, Distribuidores y Generadores será de carácter obligatorio en el CENACE y opcional en el resto de los Agentes.

Con el propósito de tener una operación segura y adecuada, el CENACE ha definido una nomenclatura para identificar voltajes, subestaciones y equipos, cuyo uso es obligatorio para todos los agentes del mercado.

6.3.1. Secuencia de Maniobras de Apertura de Líneas.

a) Bajo control 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 COT imparte la siguiente secuencia de instrucciones al operador respectivo:

- i) Efectuar la apertura en la subestación A de la posición de la línea de la subestación B. El COT espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- ii) Efectuar la apertura en la subestación B de la posición de la línea a la subestación A. El COT espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- iii) Efectuar apertura de seccionadores de la línea en las subestaciones A y B. El COT espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- iv) Conectar a tierra la línea en las subestaciones A y B. El COT espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.

El COT informa al CENACE de la apertura y puesta a tierra de la línea.

b) Bajo control de un Distribuidor

Se cumple la siguiente secuencia:

- i) El Distribuidor informa al CENACE que se va a efectuar la apertura de la línea.
- ii) De ser necesario, el CENACE adecua las condiciones operativas del SNI para la apertura correspondiente e informa al Distribuidor que puede iniciar maniobras
- iii) El distribuidor informa al CENACE que fue realizada la apertura de la línea.

6.3.2. Secuencia de Maniobras de Cierre de Líneas.

En ambos casos (Transmisor y Distribuidor) es espejada del caso anterior.

6.4. Coordinación para la Ejecución de Mantenimientos

El CENACE, previa la coordinación con los generadores y el transmisor, produce un programa anual de mantenimientos aprobados para las unidades de generación a ser despachadas centralmente y para la red de transmisión considerando los análisis eléctricos y energéticos del Sistema y restricciones operativas resultantes de la indisponibilidad de los equipos.

La normativa establece el conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar la coordinación de los mantenimiento de manera que su ejecución no afecte o se minimice las repercusiones a la correcta operación del SNI.

6.4.1. Programa de mantenimientos mayores.

Además del mantenimiento de las centrales de generación y de las instalaciones del Sistema de Transmisión, el CENACE coordina el mantenimiento de los Sistemas de Distribución siempre y cuando afecten a otros Agentes. Esencialmente se considera garantizar el abastecimiento de la demanda, minimizar los costos operativos, reducir el riesgo de vertimiento y garantizar el nivel de reservas

El Programa definitivo se remite a los Agentes y Transmisor, antes del 30 de noviembre de cada año.

Los Agentes deben efectuar el mantenimiento programado de acuerdo a lo establecido en el programa definitivo. Se admiten alteraciones con la debida justificación, en fechas que no afecten a otros Agentes.

Las solicitudes de mantenimientos de emergencia se atienden registrando detalladamente las causas informadas por el Agente o el Transmisor. Esas causas pueden ser auditadas.

Se establece la obligación de obtener la consigna del equipo a mantener, independientemente del hecho de que un generador, instalaciones de transmisión o equipo primario se encuentre en disponibilidad o desenergizado.

6.4.2. Consignas.

Consigna Nacional: se denomina así al mantenimiento de los equipos del SNI, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SNI o limita la atención de las demandas.

Consigna Local: es la consigna para intervenciones sobre los equipos que no están clasificados como de Consigna Nacional.

Las Consignas Nacionales son estudiadas y aprobadas por el CENACE dentro de la Programación de Operación Semanal.

Las Consignas Locales son evaluadas y aprobadas internamente por los Agentes o el Transmisor.

En general, los procedimientos de consigna de equipos son detallados y adecuados para la ejecución de las tareas sin tensión con el mínimo riesgo.

6.4.3. Procedimientos para Trabajos con Tensión.

Para ejecutar un trabajo en un equipo primario con tensión, se deberá coordinar con el CENACE la solicitud de restricción operativa correspondiente, para lo cual se seguirá el procedimiento similar al considerado para una Consigna Nacional.

El personal relacionado directa o indirectamente con trabajos con tensión debe respetar lo establecido en los procedimientos de Seguridad Industrial e Instructivos específicos.

Se prevén comprobaciones para verificar el estado de las comunicaciones de voz antes de iniciar trabajos con tensión.

Se incluyen también instructivos sobre los procedimientos a adoptar en caso de disparo de interruptores de líneas de transmisión donde se ejecutan trabajos con tensión, así como pautas a seguir para obtener la desenergización de emergencia en instalaciones donde se desarrollan dichos trabajos.

6.4.4. Consignas Nacionales de Emergencia.

Cuando se requiere la intervención en un equipo de forma inmediata, los agentes informan al CENACE ante la emergencia y coordinan con este el procedimiento a seguir.

6.4.5. Consigna de Equipos Asociados a Interconexiones Internacionales.

Para realizar mantenimiento a estos equipos, aparte de cumplir con la reglamentación de trámite para Consigna Nacional, se prevé tener en cuenta los procedimientos que se encuentren establecidos en el otro país.

6.5. Procedimientos para Estados de Emergencia del SNI.

Existen procedimientos a seguir por los Agentes 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.

La prioridad buscada es 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 que las condiciones operativas le permitan 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.

6.5.1. Tipos de Emergencias.

Se definen las siguientes:

Emergencia de Potencia: definida como la existencia de un déficit momentáneo de generación en el SNI. Coordinará el CENACE.

Emergencia en el Sistema de Transmisión: que afectan 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.

Emergencia en el Sistema de Distribución: son las que se restringen a un área operada por una Distribuidora. Coordinará el Centro respectivo.

Emergencia en una Unidad Generadora: las que afectan una unidad generadora. El Centro de control del Generador tendrá máxima jerarquía durante tal emergencia.

Colapso Total del SNI: resultante en la pérdida total de generación y carga en todo el SNI. En esas condiciones el nivel determinante será el CENACE, que 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 del 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 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.

Colapso Parcial del SNI: Es el caso de pérdida 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, cuya obligación 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.

Reducción de la Capacidad de Transporte: ante la pérdida de uno o más elementos de transmisión, que afecten un subsistema dado. Coordinará el COT, que informará al CENACE y a los Centros de Operación respectivos sus nuevas consignas de operación. El CENACE por su parte despachará máquinas para cubrir el faltante de generación, dando ordenes a otros Generadores.

Generación Forzada: Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) queda sobrecargado. El CENACE coordinará el ingreso de 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.

6.5.2. Coordinación 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:

El CENACE determinará, con la información recibida de sus equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento. Los Centros del Transmisor y los Distribuidores informarán al CENACE.

- a) El CENACE definirá 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.
- b) 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.
- c) 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.

Se prevé que:

No se deberá exceder la capacidad de generación de las unidades que se encuentren en operación, ni la capacidad permitida de los equipos del Sistema de Transmisión (transformadores, circuitos, líneas de transmisión).

- a) 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, informará a las empresas la magnitud de demanda que debe ser

reconectada.

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 del Centro de Operaciones del Transmisor o de Central.

En los casos de emergencia en el SNI que involucren pérdida de generación, desconexión de carga, desconexión de elementos o partes de la red eléctrica, el Operador del CENACE seguirá el siguiente procedimiento general:

- a) Normalizar voltajes, frecuencia y aliviar sobrecargas en la(s) parte(s) de la red que se mantengan en servicio.
- b) Suministrar lo antes posible servicios auxiliares a las centrales térmicas.
- c) Restablecer el servicio de acuerdo a la generación disponible.
- d) De acuerdo a las protecciones operadas reconectar o dejar fuera de servicio, los elementos desconectados.
- e) Ordenar subida de generación de las unidades operando y/o el arranque de unidades de generación para el restablecimiento del servicio, de acuerdo a las condiciones de demanda, tiempos de arranque y orden de precios.

6.5.3. Colapsos Parciales o Colapso Total.

Una vez ocurrida la falla, el CENACE, luego de analizar la información recopilada y determinada la naturaleza de la misma, la clasifica como colapso total o parcial u otro tipo de falla.

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) El CENACE comunicará al Transmisor y a los agentes involucrados en la reposición, la calificación asignada a la falla.
- b) El CENACE definirá la conformación de los Subsistemas o Zonas Eléctricas considerando los aspectos técnicos y económicos del despacho.
- c) El CENACE dará el paso inicial en la conformación de los Subsistemas o de las Zonas Eléctricas previamente designados y coordinará y supervisará el proceso subsiguiente.
- d) Previo análisis de las condiciones eléctricas de las respectivas Zonas Eléctricas, el CENACE dispondrá que la empresa de Transmisión proceda a la sincronización de las mismas.
- e) Atendiendo a las condiciones posteriores a la sincronización del Sistema, el CENACE coordinará la secuencia para completar el restablecimiento del Sistema.
- f) 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, deberán estar alertas para ejecutar todos los pasos a seguir con el fin de restituir el servicio a los usuarios.

6.6. Normas y Requisitos Técnicos para Incorporación de Nuevas Instalaciones.

6.6.1. Pruebas Previas.

El procedimiento aprobado requiere realizar pruebas previas a la energización de cualquier equipo a conectar al sistema.

Las pruebas las realizará el Propietario asistido por Empresas de Auditoría Técnica registradas ante el CONELEC, pudiendo designar veedores los Agentes Involucrados (aquellos sobre los que influye la nueva instalación desde el punto de vista técnico – operativo exclusivamente).

La verificación que la instalación cumple con los requerimientos técnicos y el informe de conformidad dado por los Agentes Involucrados, habilitan a formar parte del Mercado Eléctrico Mayorista y califica para que esa instalación tenga los mismos derechos y obligaciones que el resto de instalaciones de los Agentes del SNI.

Toda nueva instalación deberá cumplir con tal procedimiento para ser considerada su habilitación comercial. A esta reglamentación se obligarán:

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

Se prevé la presentación al CENACE de una Memoria Técnica Comparativa de la instalación como fue aprobada para su construcción por el CONELEC y como esta fue construida efectivamente, enfocando el análisis especialmente a las variantes que ha sufrido el proyecto durante su construcción.

Las pautas básicas a verificar son:

- Las instalaciones dispondrán de equipos de seccionamiento (interruptores, seccionadores) adecuados, de forma que en condiciones de operación permita la energización gradual de los equipos.
- Las instalaciones estarán adecuadas para acogerse a las políticas operativas adoptadas por el CENACE en condiciones normales y de emergencia.
- 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.
- Toda instalación nueva dispondrá de los canales 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.
- Toda instalación dispondrá de equipo digital para registro gráfico de señales análogas y de eventos con fines de análisis de perturbaciones y fallas.

6.6.2. Conexión de generadores.

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

- a) Con la presencia de personal técnico o delegados de los Agentes Involucrados, 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.
- b) Se efectuarán las Pruebas de Interruptores
- c) Se verificarán los sistemas de telecomunicaciones

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

Cuando las instalaciones cumplen con los requerimientos operativos se procede a las pruebas de operación en paralelo. Estas son las siguientes:

- Pruebas de sincronización
- Pruebas de cargabilidad de los equipos
- Pruebas de regulación de voltaje
- Pruebas de Calidad de Servicio (contenido de armónicas, nivel de voltaje, frecuencia, etc.)
- Conexión y rechazo de carga de Generadores

Como parte del proceso se prevé la entrega al CENACE de la información requerida en la “Declaración de Parámetros Técnicos Para Generadores”, que define los datos técnicos principales y secundarios de las unidades, así como de sus sistemas de excitación y reguladores de velocidad, tal que permita una correcta representación de los componentes del generador, turbina y reguladores para los estudios de fenómenos transitorios en el Sistema.

6.6.3. Normas para Conexión de Nuevas Líneas de Transmisión.

Para la entrada en servicio de una nueva Línea de Transmisión, el Propietario entregará a los Agentes Involucrados la documentación y datos específicos establecida y solicitará al CENACE atender el pedido de realización de las pruebas que tengan por fin verificar el comportamiento de la Línea de Transmisión con relación al Sistema en condiciones normales y de emergencia.

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.

6.6.4. Conexión de Transformadores.

El Propietario presentará ante los Agentes Involucrados la documentación especificada y 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.

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.

6.6.5. Conexión de Distribuidores y Grandes Consumidores.

El Agente presentará ante los Agentes Involucrados la documentación especificada. 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.

6.7. Pruebas y Verificación de Parámetros.

Se prevé la realización de pruebas y verificación de parámetros de unidades generadoras del despacho, con el objeto de verificar los parámetros declarados y registrados para la Planificación Operativa y el Despacho Económico.

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.

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

7. REQUERIMIENTOS TECNICOS.

7.1. Sistema de Transmisión.

7.1.1. Criterios de Diseño y Operación.

Los requerimientos técnicos impuestos por la regulación ecuatoriana al sistema de transmisión (SNI) deben analizarse teniendo presente las siguientes definiciones:

Calidad: La condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables.

Seguridad: Estado de operación que presenta un sistema eléctrico en que, de ocurrir alguna contingencia, permanece operando sin exceder la capacidad de los equipos, ni violar los rangos permisibles de voltaje y frecuencia, ni afectar el servicio a los usuarios.

Confiabilidad: El SNI también debe permanecer estable ante la concurrencia de contingencias en generación y transmisión. Para este caso el CENACE podrá implementar medidas en la operación del S.N.I. con el objeto de preservar su estabilidad minimizando la afectación de la demanda de los usuarios.

La regulación indica que el CENACE deberá contar con estudios del sistema eléctrico para proponer justificadamente los parámetros de seguridad con que deberá operar en condiciones normales y de emergencia, particularmente en caso de déficit de oferta. Dichos estudios deberán ser elevados a los agentes para sus observaciones.

El CENACE es responsable de la planificación de la operación del sistema a largo, mediano y corto plazo, aplicando las regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el CONELEC. Para ello considerará lo siguiente:

- a) Las proyecciones de demanda de energía eléctrica;
- b) Los escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible y la entregada por los generadores;
- c) La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales;
- d) La disponibilidad y restricciones operativas de las redes de transmisión y distribución;
- e) Las restricciones operativas impuestas por las características físicas del Sistema Nacional Interconectado;
- f) La entrada en operación de nuevas centrales de generación;
- g) Los costos de combustible, costos variables de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada; y, la eficiencia térmica de las plantas termoeléctricas;
- h) El costo de restricción del servicio.

Como resultado de la planificación operativa eléctrica se determinarán los márgenes de reserva y los indicadores de la confiabilidad con la cual los sistemas de generación y transmisión suplirán la demanda.

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

7.1.2. Estado Estacionario.

En condiciones de emergencia, las líneas podrán ser sobrecargadas por períodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

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.

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.

7.1.3. Estado Transitorio.

Las unidades de generación del SNI deben ser capaces de soportar una falla trifásica durante 100 mseg 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 mseg corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

7.1.4. Estado Dinámico.

El SNI se debe planificar de tal forma que en la operación se garanticen los siguientes aspectos:

- a) 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.
- b) 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.
- c) En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8(p.u.) durante más de 500 mseg.
- d) Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 mseg en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.
- e) 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.
- f) 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.
- g) 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.
- h) 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 período 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.

- i) 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.
- j) 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 59.2 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga.
- k) El cambio de tensión al conectar o desconectar bancos de condensadores o reactores, deberá ser inferior al 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.
- l) La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 p.u.
- m) La tensión máxima transitoria permitida en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 p.u.
- n) El sistema estará diseñado y operado para soportar, sin consecuencias graves, una simple contingencia (N-1).

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.

- o) 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 de la Central Paute operará hasta con un voltaje de 1.065 p.u. (245 kV) para compensar el perfil de voltaje del Sistema Nacional de Transmisión.
- p) 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.
- q) El control de la frecuencia primaria del SNI se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizado en cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores seleccionados serán determinados por el CENACE.
- r) 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:
 - Los equipos de compensación del sistema (compensadores sincrónicos, capacitores y reactores).
 - Los cambiadores automáticos bajo carga (LTC) o reguladores de voltaje en los transformadores de unidad.
 - Reguladores de voltaje (AVR) en los generadores.

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.

7.1.5. 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 y/o disparo automático de generación con el objeto de preservar la estabilidad.

El SNI debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga el SNI.

7.1.6. 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:

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

7.1.7. Horizontes de Planeamiento Eléctrico de la Operación.

El planeamiento eléctrico de la operación se efectúa en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y Muy Corto plazo. En cada una de las etapas se realizan análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria, dinámica y de transitorios electromagnéticos según la profundidad requerida por cada estudio en particular.

7.2. Criterios para el establecimiento de las Reservas y la Regulación de Frecuencia.

7.2.1. Reserva Rotante.

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 cada Programación Estacional, resultados de un estudio que permita 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 determina la reserva de potencia rotante, 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.

Con base en los resultados obtenidos para el período estacional en análisis, el CENACE determina 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, buscando el óptimo definido como aquel en que el costo total resulte mínimo.

Deberá 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.

La reglamentación establece que el porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia será definido estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores.

El porcentaje óptimo será aquel que permite alcanzar el mínimo costo correspondiente a la sumatoria 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)

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 seca y lluviosa.

En la actualidad, el valor de la reserva para la RPF es de 3% para las estaciones seca 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 desde la Central Hidroeléctrica Paute y representa el 3,2% de la demanda a nivel de bornes de generación.

7.2.2. Reserva Fría.

Se define la reserva fría como la constituida por aquellas máquinas térmicas de punta que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos.

Para el caso del S.N.I. se ha establecido 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.

A partir de una semana definida sin riesgo de falla, el CENACE informará la magnitud de la reserva fría que constituirá los días hábiles y solicitará ofertas a todas las máquinas térmicas de punta.

El CENACE no podrá aceptar ofertas cuyo precio sea mayor que el fijado por potencia remunerable. También podrá rechazar ofertas por motivos técnicos debiendo en este caso justificarlo debidamente.

7.2.3. Reserva Adicional.

Semanalmente, el CENACE evaluará los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, por sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. De la Programación Semanal se 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 consideradas en la programación semanal

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.

El CENACE solicitará, cada martes a las 12 HRS, 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).

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 a disposición o esté indisponible. El procedimiento a seguir será similar al de evaluación para la reserva fría.

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.

7.3. Esquema de Alivio de Cargas (EAC).

El CENACE elabora estacionalmente un Estudio de Esquema de Alivio de Cargas.

Para ello, mediante estudios dinámicos, determina para cada área el número de pasos a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada paso y la temporización correspondiente.

El CENACE definirá esas áreas, identificadas como Nodos Equivalentes de Corte (NEC), definidos sobre la red de 230 kV. Se considerarán pertenecientes a un mismo NEC todos los Distribuidores y Grandes Consumidores vinculados directa o indirectamente a las barras de 230 kV.

Cada empresa distribuidora, 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.

El esquema se diseña de acuerdo a las condiciones de demanda máxima, media y mínima con los siguientes criterios:

- El análisis se deberá realizar para las estaciones seca y lluviosa bajo condiciones de demandas máxima, media y mínima, a partir despachos óptimos de generación que incluyan la reserva regulante.
- Definición de 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.

- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán 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 el evento, la frecuencia del sistema debe encontrarse por encima del umbral del primer paso del EAC (59.2 Hz).
- 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.

Los modelados efectuados al presente discriminan las fallas según:

Fallas leves como aquellas que involucran la pérdida de bloques de generación de hasta 80 MW, que serán superadas con la RPF.

Fallas medianas como las salidas de bloques de generación de hasta 160 MW.

Fallas severas como las que provocan la salida de hasta 300 MW de generación, como el caso de la salida de 3 unidades de la central Paute.

Fallas muy severas como aquellas que consideran salidas de generación con valores superiores a 300 MW, o salidas de los autotransformadores de 230/138 kV de las subestaciones Pascuales o Santa Rosa.

La actuación del alivio de cargas ocurre para fallas medianas en adelante.

El resultado prevé el alivio de cargas del 3 al 26% en estación seca y del 3 al 48% en la estación de lluvias, operando por relés de subfrecuencia en el rango hasta 58,2 Hz

7.4. Obligaciones en cuanto a la Potencia Reactiva.

Las responsabilidades de los Agentes se establecen según:

7.4.1. Para los Generadores.

Entregar reactivo hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas y de acuerdo a la curva de capacidad enviada.

En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivo, 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.

Mantener el voltaje en barras en los niveles que le solicite el CENACE.

Efectuar los ajustes en los taps de los transformadores de servicios auxiliares para poder operar dentro de su curva de capacidad.

Informar si sus generadores pueden operar como compensadores sincrónicos y, en caso contrario, la potencia activa mínima con la que pueden operar en forma continua, con la

finalidad exclusiva de suministrar reactivo al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.

7.4.2. Para el Transmisor.

Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores al voltaje nominal: $\pm 5\%$ para 230 y 138 kV; $\pm 3\%$ para 69, 46 y 34.5 kV.

Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM.

7.4.3. Para los Distribuidores y Grandes Consumidores.

Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus puntos de interconexión con el transportista u otros agentes del M.E.M, un factor de potencia dentro de los siguientes límites:

- 0.98 o superior inductivo para demanda media y máxima.
- menor inductivo para demanda mínima.

Cada Agente del MEM deberá suministrar la potencia reactiva con su propio equipamiento. En caso que dicho equipamiento fuera insuficiente, o estuviera indisponible, el CENACE determinará la operación de un equipamiento adicional disponible de otros Agentes para así cumplir con el control de voltaje requerido en el SNI.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo precedente, el Agente que esté incumpliendo con los índices obligatorios, podrá contratar con otro Agente para el suministro de potencia reactiva para resolver dicho incumplimiento.

El Agente que suministre potencia reactiva adicional, luego de cumplir con los parámetros de calidad obligatorios, será remunerado por dicha producción de potencia reactiva.

7.4.4. Potencia Reactiva Remunerable Disponible (PRR).

Esta potencia reactiva será aquella que tenga disponible en exceso el Agente, una vez que haya cumplido con los parámetros o índices obligatorios de calidad.

Este particular se discute bajo el título Mercado Spot y a Término.

8. SITUACION OPERATIVA.

La condición operativa de la red respeta el criterio N-1 en el anillo de 230 kV exclusivamente, no así en el resto del sistema donde existen numerosas alimentaciones radiales.

La regulación solo admite la operación bajo riesgo de colapsos regionales, no admitiendo el colapso total del sistema. Se encuentra instalado y operativo un sistema de islas eléctricas balanceadas en energía activa y reactiva, que protegen al sistema contra el riesgo de colapso total.

La información disponible sobre la situación operativa se reseña en los cuadros que acompañan, que pueden resumirse indicando que la calidad en el sistema, medida como relación entre la energía no servida respecto a la demanda de energía, se aproxima a los siguientes valores:

Total:	122 E -05
Origen externo	62 E -05

Transmisión 51 E –05

Generación 8 E -05

Los índices de desempeño utilizados en esos cuadros son:

Frecuencia media de interrupción F_i , definido como

$$F_i = \frac{\text{Potencia interrumpida}}{\text{Pot. Instalada Media}}$$

Duración media de interrupción D_i , definido como

$$D_i = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Pot. Interrumpida}}$$

Tiempo total promedio de interrupciones T_i , definido como

$$T_i = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Pot. Instalada Media}}$$

DISPONIBILIDAD OPERACIONAL**ETAPA DE REDES**

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

AÑO: 1998

CUADRO N. 3-5

LINEAS DE TRANSMISION	HORAS DEL PERIODO	INTERRUPCIONES						
		FORZADAS		PROGRAMADAS		TOTAL		
		#	HORAS	#	HORAS	#	HORAS	OPERACIONAL (%)
L/T DE 230 KV								
1. STA. ROSA - STO. DOMINGO	8760	1	0,28			1	0,28	99,99
2. STO. DOMINGO - QUEVEDO	8760	3	0,25			3	0,25	99,99
3. QUEVEDO - PASCUALES	8760					0	0,00	100,00
4. PASCUALES - MILAGRO	8760					0	0,00	100,00
5. MILAGRO - MOLINO	8760	1	0,12			1	0,12	99,99
6. TOTORAS - RIOBAMBA	8760					0	0,00	100,00
7. STA. ROSA - TOTORAS	8760					0	0,00	100,00
8. PAUTE - TOTOTRAS	8760			4	29,13	4	29,13	99,67
9. PAUTE - RIOBAMBA	8760	2	0,33	5	45,38	7	45,71	99,48
10. PAUTE - PASCUALES	8760	2	0,97			2	0,97	99,99
11. PASCUALES - TRINITARIA	8760	5	1,37	1	1,00	6	2,37	99,97
PROMEDIO	8760							99,98
L/T DE 138 KV								
1. PUCARA - AMBATO	8760			1	4,17	1	4,17	99,95
2. PUCARA - VICENTINA	8760					0	0,00	100,00
3. VICENTINA - IBARRA	8760	1	0,53	1	5,95	2	6,48	99,93
4. GUANGOPOLO - VICENTINA	8760			1	5,17	1	5,17	99,94
5. VICENTINA - STA. ROSA	8760					0	0,00	100,00
6. STO. DOMINGO - ESMERALDAS	8760	8	2,10			8	2,10	99,98
7. QUEVEDO - PORTOVIEJO	8760	4	0,82			4	0,82	99,99
8. PASCUALES - SALITRAL	8760	2	0,75			2	0,75	99,99
9. PAUTE - CUENCA	8760					0	0,00	100,00
10. MILAGRO - BABAHOYO	8760					0	0,00	100,00
11. AGOYAN - TOTORAS	8760	1	0,03			1	0,03	99,99
12. PASCUALES - STA. ELENA	8760	12	5,41	3	16,82	15	22,23	99,75
13. PASCUALES - POSORJA	8760			1	2,75	1	2,75	99,97
14. MILAGRO - MACHALA	8760	2	0,49			2	0,49	99,99
15. CUENCA - LOJA	8760	1	0,10			1	0,10	99,99
16. TOTORAS - AMBATO	8760					0	0,00	100,00
17. PASCUALES - POLICENTRO	8760	6	9,67	2	5,78	8	15,45	99,82
18. TOTORAS - TRINITARIA	8760	1	0,10			1	0,10	99,99
19. PASCUALES - BABABHOYO	8760	1	0,18	1	6,00	2	6,18	99,93
20. POSORJA - ELECTROQUIL 3	8760	6	1,67	3	4,10	9	5,77	99,93
21. IBARRA TULCAN	8760	1	0,70	1	3,78	2	4,48	99,95
PROMEDIO	8760							99,85

INTERRUPCIONES DE ENERGIA DEL S.N.I.

ETAPA DE REDES

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

AÑO: 1998

CUADRO N. 3-6

INTERRUPCIONES SOSTENIDAS SEGUN:						
EL ORIGEN:			LAS CAUSAS:			
CLASIFICACION	TOTAL		FORZADAS		PROGRAMADAS	
	No.	ENERGIA DISMINUIDA (MWh)	No.	ENERGIA DISMINUIDA (MWh)	No.	ENERGIA DISMINUIDA (MWh)
EXTERNAS AL SISTEMA	304	6543,21	279	4435,84	25	2107,37
GENERACION DEL SISTEMA	34	812,77	34	812,77		
TRANSMISION DEL SISTEMA	132	5351,84	92	1802,18	40	3549,66
T O T A L	470	12707,82	405	7050,79	65	5657,03
DETALLE DE LAS INTERRUPCIONES FORZADAS						
CONDICIONES CLIMATICAS			11	182,60		
MEDIO AMBIENTE			1	175,00		
ANIMALES			1	6,13		
TERCEROS			2	14,80		
PROPIAS DE LA RED			77	1423,65		
FABRICACION						
GENERACION Y EXTERNAS AL SISTEMA			313	5248,61		
OTRAS CAUSAS						
SUBTOTAL			405	7050,79		
DETALLE DE LAS INTERRUPCIONES PROGRAMADAS						
PROPIAS DEL SISTEMA					40	3549,66
EXTERNAS AL SISTEMA					25	2107,37
SUBTOTAL					65	5657,03

INTERRUPCIONES DE INECEL

ETAPA DE REDES

SEGUN SU ORIGEN

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

Año 1998

M E S E S		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	POTENCIA A INTERRU MP (MW)	ENERGIA DISMINUI DA (MWh)	I N D I C E S		
																	FI	DI	TI
POTENCIA INSTALADA MEDIA EN EL PERIODO: 1840,33 (MW)																			
EXTERNAS AL SISTEMA	FORZADAS	22	37	47	43	34	22	19	11	7	10	17	10	279	5788,81	4435,84	3,15	0,77	2,41
	PROGRAMADAS	0	1	4	2	4	3	3	2	0	2	2	2	25	263,30	2107,37	0,14	8,00	1,15
	SUBTOTAL	22	38	51	45	38	25	22	13	7	12	19	12	304	6052,11	6543,21	3,29	1,08	3,56
GENERACION DEL SISTEMA	FORZADAS	0	3	3	0	3	1	0	4	3	3	1	2	23	1747,32	812,77	0,95	0,47	0,44
	PROGRAMADAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SUBTOTAL	0	3	3	0	3	1	0	4	3	3	1	2	23	1747,32	812,77	0,95	0,47	0,44
TRANSMISION DEL SISTEMA	FORZADAS	9	13	12	8	8	6	1	3	4	11	10	7	92	3448,03	1802,18	1,87	0,52	0,98
	PROGRAMADAS	2	3	4	2	1	3	4	11	1	3	3	3	40	648,50	3549,66	0,35	5,47	1,93
	SUBTOTAL	11	16	16	10	9	9	5	14	5	14	13	10	132	4096,53	5351,84	2,23	1,31	2,91
TOTAL FORZADO		31	53	62	51	45	29	20	18	14	24	28	19	394	10984,16	7050,79	5,97	0,64	3,83
TOTAL PROGRAMADO		2	4	8	4	5	6	7	13	1	5	5	5	65	911,80	5657,03	0,50	6,20	3,07
T O T A L		33	57	70	55	50	35	27	31	15	29	33	24	459	11895,96	12707,82	6,46	1,07	6,91

FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION

DURACION MEDIA DE INTERRUPCION

TIEMPO TOTAL PROMEDIO DE INTERRUPCIONES

$$\frac{\text{Potencia Interrumpida}}{\text{Potencia Instalada Media}}$$

$$DI = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Potencia Interrumpida}}$$

$$TI = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Potencia Instalada Media}}$$

INTERRUPCIONES DE INECEL

ETAPA DE REDES

SEGUN SUS CAUSAS

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

Año 1998

M E S E S	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	POTENCIA INTERRUM P (MW)	ENERGIA DISMINUID A (MWh)	I N D I C E S			
																FI	DI	TI	
POTENCIA INSTALADA MEDIA EN EL PERIODO: 1840,33 (MW)																			
PROGRAMADAS	PROPIAS	2	3	4	2	1	3	4	11	1	3	3	3	40	648,50	3549,66	0,35	5,47	1,93
	EXTERNAS	0	1	4	2	4	3	3	2	0	2	2	2	25	263,30	2107,37	0,14	8,00	1,15
	SUBTOTAL	2	4	8	4	5	6	7	13	1	5	5	5	65	911,80	5657,03	0,50	6,20	3,07
F O R Z A D A S	COND.CLIMAT.	3	0	2	0	1	0	0	0	1	1	1	1	10	434,48	182,60	0,24	0,42	0,10
	MED AMBIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,00	175,00	0,04	0,00	0,10
	ANIMALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,50	6,13	0,00	0,00	0,00
	TERCEROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,80	14,80	0,01	0,00	0,01
	PROPIAS RED	5	0	3	5	5	2	1	2	4	4	7	11	49	2920,25	1423,65	1,59	0,49	0,77
	FABRICACION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	EXTERNAS	22	17	21	19	26	19	22	14	30	23	28	40	281	5788,31	4435,84	3,15	0,77	2,41
	GENERACION	0	3	3	0	3	1	0	4	3	3	1	2	23	1747,52	812,77	0,95	0,47	0,44
	OTRAS CAUSAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUBTOTAL	30	20	29	24	35	22	23	20	38	31	37	54	363	10983,86	7050,79	5,97	0,64	3,83	
T O T A L	32	24	37	28	40	28	30	33	39	36	42	59	428	11895,66	12707,82	6,46	1,07	6,91	

FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION

DURACION MEDIA DE INTERRUPCION

TIEMPO TOTAL PROMEDIO DE INTERRUPCIONES

$$\frac{\text{Potencia Interrumpida}}{\text{Potencia Instalada Media}}$$

$$DI = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Potencia Interrumpida}}$$

$$TI = \frac{\text{Energía Disminuida}}{\text{Potencia Instalada Media}}$$

INTERRUPCIONES EXTERNAS

ORIGEN: E X T E R N O

PERIODO: ENERO-DICIEMBRE

Año 1998

E M P R E S A S E L E C T R I C A S	FORZADAS		PROGRAMADAS		T O T A L	
	No.	HORAS	No.	HORAS	No.	HORAS
AMBATO S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
AZOGUEZ S.A.	0	0,00	0	0,00	0	0,00
BOLIVAR S.A.	1	0,18	0	0,00	1	0,18
CENTRO SUR C.A.	4	5,76	0	0,00	4	5,76
COTOPAXI S.A.	1	0,17	0	0,00	1	0,17
EMELEC INC.	58	29,35	10	11,58	68	40,93
EMELGUR	35	12,10	4	19,40	39	31,50
EMELNORTE	6	12,03	2	2,72	8	14,75
EMELORO	10	7,25	0	0,00	10	7,25
EMELRIOS	3	0,83	0	0,00	3	0,83
EMELESA	8	6,49	0	0,00	8	6,49
MILAGRO S.A.	9	5,22	1	3,72	10	8,94
QUITO S.A.	11	8,82	0	0,00	11	8,82
REGIONAL MANABI	47	28,91	1	3,73	48	32,64
REGIONAL SUR S.A.	3	0,34	0	0,00	3	0,34
RIOBAMBA	6	9,52	0	0,00	6	9,52
SANTA ELENA	72	67,74	4	11,90	76	79,64
SANTO DOMINGO	2	0,30	1	0,45	3	0,75
ECUAPOWER	0	0,20	0	0,00	0	0,20
ELECTROQUIL 2	3	53,93	2	9,37	5	63,30
T O T A L	279	249,14	25	62,87	304	312,01

**INTERRUPCIONES QUE SE ORIGINAN EN LA
GENERACION DE INECEL**

PERIODO: ENERO-DICIEMBRE

AÑO: 1998

CUADRO No. 3-10

CENTRALES	FORZADAS		PROGRAMADAS		TOTAL	
	No.	HORAS	No.	HORAS	No.	HORAS
1. HIDRAULICAS	9	2,55	0	0,00	9	2,55
MOLINO	9	2,55			9	2,55
AGOYAN	0	0,00				
PUCARA	0	0,00			0	0,00
2. TERMICAS	23	8,3	0	0,00	23	8,3
VAPOR GONZALO ZEVALLOS	1	1,38			1	1,38
VAPOR ESMERALDAS	2	0,48			2	0,48
TERMICA GUANGOPOLO	0	0,00			0	0,00
GAS SANTA ROSA	2	1,41			2	1,41
GAS GONZALO ZEVALLOS	0	0,00			0	0,00
GAS PASCUALES	2	0,08			2	0,08
VAPOR TRINITARIA	15	4,48			15	4,48
ELECTROQUIL 2	1	0,47			1	0,47
T O T A L	32	10,85	0	0	32	10,85

INTERRUPCIONES QUE SE ORIGINAN EN LA
TRANSMISION DE INECEL

SECTOR: SUBESTACIONES

PERIODO: ENERO-DICIEMBRE

AÑO: 1998

CUADRO N. 3-11

SUBESTACIONES	FORZADAS		PROGRAMADAS		TOTAL	
	No.	HORAS	No.	HORAS	No.	HORAS
S/E 230/138/69/13.8						
SANTA ROSA	4	3,88	0	0,00	4	3,88
QUEVEDO	1	0,17	4	16,61	5	16,78
SANTO DOMINGO	1	0,67	4	9,65	5	10,32
PASCUALES	4	2,47	0	23,13	4	25,60
MILAGRO	2	0,32	0	0,00	2	0,32
MOLINO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
RIOBAMBA	0	0,00	2	14,77	2	14,77
TOTOTRAS	0	0,00	0	0,00	0	0,00
TRINITARIA	3	2,65	0	0,00	3	2,65
SUBTOTAL	15	10,16	10	64,16	25	74,32
S/E 138/69/13.8						
PUCARA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
AMBATO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
VICENTINA	1	0,63	0	0,00	1	0,63
GUAMGPOLO	0	0,00	1	4,33	1	4,33
IBARRA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
LOJA	1	1,03	2	12,81	3	13,84
SALITRAL	3	1,80	1	4,73	4	6,53
ESMERALDAS	1	0,49	0	0,00	1	0,49
PORTOVIEJO	5	5,35	1	3,00	6	8,35
CUENCA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
TOTORAS	0	0,00	0	0,00	0	0,00
SANTA ELENA	1	0,28	0	0,00	1	0,28
MACHALA	2	0,79	0	0,00	2	0,79
POSORJA	2	3,92	1	8,75	3	12,67
POLICENTRO	1	0,45	0	0,00	1	0,45
BABAHOYO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
SUBTOTAL	17	14,74	6	33,62	23	48,36
T O T A L	32	24,9	16	97,78	48	122,68

TRANSMISION DE INECEL
SECTOR: LINEAS DE TRANSMISION

PERIODO: ENERO-DICIEMBRE

AÑO 1998

LINEAS DE TRANSMISION	FORZADAS		PROGRAMADAS		TOTAL	
	No.	HORAS	No.	HORAS	No.	HORAS
L/T - 230KV						
SANTA ROSA - SANTO DOMINGO	1	0,28	0	0,00	1	0,28
SANTO DOMINGO - QUEVEDO	3	0,25	0	0,00	3	0,25
QUEVEDO - PASCUALES	0	0,00	0	0,00	0	0,00
PASCUALES - MILAGRO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MILAGRO - MOLINO	1	0,12	5	45,38	6	45,50
RIOBAMBA - PAUTE	2	0,33	4	29,13	6	29,46
PAUTE - TOTORAS	0	0,00	0	0,00	0	0,00
RIOBAMBA - TOTOTRAS	0	0,00	0	0,00	0	0,00
PAUTE - PASCUALES	2	0,97	0	0,00	2	0,97
PASCUALES - TRINITARIA	5	1,37	1	1,00	6	2,37
SUBTOTAL	14	3,32	10	75,51	24	78,83
L/T - 138KV						
TOTORAS - AMBATO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
AGOYAN - TOTORAS	1	0,03	0	0,00	1	0,03
PUCARA - AMBATO	0	0,00	1	4,17	1	4,17
PUCARA - VICENTINA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
VICENTINA - IBARRA	1	0,53	1	5,95	2	6,48
VICENTINA - GUANGOPOLO	0	0,00	1	5,17	1	5,17
VICENTINA - SANTA ROSA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
STO DOMINGO - ESMERALDAS	8	2,10	0	0,00	8	2,10
QUEVEDO - PORTOVIEJO	4	0,82	0	0,00	4	0,82
PASCUALES - SALITRAL	2	0,75	0	0,00	2	0,75
MOLINO - CUENCA	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MILAGRO - BABAHOYO	0	0,00	0	0,00	0	0,00
SANTA ROSA - TOTORAS	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MILAGRO - MACHALA	2	0,49	0	0,00	2	0,49
PASCUALES - SANTA ELENA	12	5,41	3	16,82	15	22,23
CUENCA - LOJA	0	0,10	0	0,00	0	0,10
PASCUALES - POSORJA	0	0,00	1	2,75	1	2,75
PASCUALES - POLICENTRO	6	9,67	2	5,78	8	15,45
PASCUALES - BABAHOYO	1	0,18	1	6,00	2	6,18
TRINITARIA - GAS PASCUALES	1	0,10	0	0,00	1	0,10
POSORJA-ELECTROQUIL	6	1,67	4	4,10	10	5,77
IBARRA - TULCAN	1	0,70	1	3,78	2	4,48
SUBTOTAL	45	22,55	15	54,52	60	77,07
T O T A L	59	25,87	25	130,03	84	155,90

FALLAS DE INECEL QUE AFECTAN A LAS EMPRESAS O SISTEMAS ELECTRICOS

PERIODO: ENERO - DICIEMBRE

AÑO: 1998

CUADRO No. 3-13

EMPRESA ELECTRICAS INTERCONECTADAS CON INECEL	NUMERO DE FALLAS	DURACION (horas)	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW)	ENERGIA DISMINUIDA (MWh)
1. QUITO S.A.	16	0,74	441,60	327,91
2. EMELEC	35	0,65	1820,20	1189,42
1. AMBATO S.A.	8	0,29	16,50	4,84
3.CENTRO-NTE 2. COTOPAXI	3	0,24	6,30	1,53
3. RIOBAMBA	3	0,14	7,30	1,01
4. EMELGUR	26	1,24	623,00	770,28
5. EMELNORTE	6	0,38	28,20	10,61
6. ESMERALDAS	7	0,28	117,00	32,52
7. REGIONAL MANABI	28	0,41	426,50	174,45
8. MILAGRO	8	0,54	205,50	111,28
9. STO. DOMINGO	1	0,00	7,00	0,70
10. CENTRO SUR	10	0,26	183,00	47,20
11. LOS RIOS	9	0,50	183,10	90,84
12. REG. EL ORO	14	0,56	436,30	245,75
13. REG. DEL SUR	3	0,26	19,50	5,09
14. STA. ELENA	11	0,81	159,60	129,29
15. BOLIVAR S.A.	0	0,00	0,00	0,00
16. AZOGUEZ S.A.	0	0,00	0,00	0,00
T O T A L	188	7,30	4680,60	3142,72

9. ASPECTOS INSTRUMENTALES.

9.1. Estudios de la red.

La herramienta a utilizar para los estudios de la red eléctrica es el programa Power System Simulator (PSS/E) de la Power Technologies Inc. El modelo tiene la capacidad de calcular flujos de potencia, corto circuitos y estabilidad dinámica.

Además para el análisis de transitorios producidos por maniobras sobre los equipos de potencia y transformadores de medida, se utilizará el programa de transitorios electromagnéticos EMTP.

9.2. Despacho Hidrotérmico.

El programa CHUQUI utilizado al efecto fue desarrollado en el CENACE para la programación diaria de la generación del MEM y el precio de mercado a base de los costos variables de generación y de los factores de penalización de todas las barras del sistema, mediante programación lineal y flujo DC. El programa considera la actual interconexión internacional con Colombia, tratando la importación como un generador más y la exportación como una carga adicional.

Las principales características de este programa son:

- La función objetivo es minimizar el costo de producción en barra de mercado.
- El modelo es uninodal, con una única barra representa el centro de carga del S.N.I donde ocurre la demanda y oferta de energía y potencia.
- La demanda se considera de naturaleza determinística y se representa a potencia constante en bloques horarios en un período de 24 horas.
- Las unidades térmicas se consideran separadamente y se simulan dentro de sus parámetros técnicos de operación. Las indisponibilidades (mantenimientos programado o correctivos) son consideradas dentro de los períodos horarios.
- Se representa la generación de las centrales de pasada.
- Las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento se simulan dentro de sus parámetros técnicos de operación más la asignación de una cuota diaria energética que representa la disponibilidad de energía para cada día asignada a cada una de estas centrales y cuyo valor viene establecido por las políticas de operación del largo plazo desagregadas en períodos semanales.
- Se considera las restricciones de la red de transmisión así como sus mantenimiento programados y/o correctivos en períodos horarios.
- Se toma en cuenta la importación o exportación de energía a través de las interconexiones internacionales.
- El modelo considera el margen de reserva por regulación primaria de frecuencia establecido para todos los generadores, en base de su potencia efectiva.

En cuanto a las dimensiones del programa, este posee las siguientes capacidades:

Flujo DC

200 barras
 150 generadores
 5 Embalses
 300 líneas de transmisión
 100 transformadores

Programación Lineal

2500 variables

9.3. Sistema de Adquisición de Datos SCADA.

El sistema de adquisición de datos en servicio está compuesto por:

- Unidades terminales remotas
- Medio de comunicación
- Computadores de comunicaciones o frontales
- Computadores principales.

El sistema de potencia es monitoreado a través de terminales remotas instaladas en cada una de las subestaciones y centrales del SNI. Estas estaciones recolectan, en total, aproximadamente 500 mediciones, 3500 indicaciones (estado de elementos y alarmas) y 350 mediciones de pulsos de energía.

El sistema SCADA del centro de control incorpora la información de potencias activas y reactivas de los transformadores y de flujos por las líneas de transmisión, voltajes en todas las barras del sistema, posiciones de los LTC de los transformadores y frecuencias en barras principales del sistema. Otro tipo de mediciones adquiridas remotamente son: temperatura, nivel de embalse, combustibles, etc.

Las unidades terminales remotas corresponden a la familia RTU 400 fabricadas por ABB y utilizan el protocolo de comunicaciones RP570 (TC 57 FT 1.2).

El medio de comunicación utilizado es el sistema de onda portadora cuya propietaria es la Empresa de Transmisión.

El sistema de onda portadora se encuentra configurado, en su mayor parte, en anillo o lazo, lo que permite una redundancia en la transmisión de datos.

La transferencia de información se ejecuta a través de rutinas de llamadas de recolección de datos. Cada uno de los datos a recolectarse poseen banderas de prioridad y es función de estas que son adquiridos.

9.4. Sistema de Medición Comercial SISMEC.

Para determinar las transferencias de potencia y energía eléctricas el CENACE utiliza en la actualidad registradores de marcas P.S.I., ABB, Schlumberger Quantum y otros, dispuestos en los puntos de conexión de las Empresas de Distribución y en las barras de entrega de los generadores privados.

Los registradores (46 unidades) permiten mediciones de demanda, potencia instantánea, energía activa y reactiva y otros parámetros eléctricos de uso común, programados para almacenar la información en períodos de quince minutos.

En su mayoría son unidireccionales y sólo permiten conocer valores de energía activa y reactiva entregadas por el SNI a las Empresas de Distribución y de los generadores privados al SIN.

Al momento, los generadores de la ex empresa estatal INECEL se encuentran en proceso de adquisición de medidores que permitan la obtención de los registros eléctricos requeridos por el MEM.

La información de los registradores se remite por modem y línea telefónica o PLC (Onda Portadora), haciendo uso del software proporcionado por el fabricante de cada marca de registrador hacia una PC dispuesta en el centro del control del CENACE.

La limitación del sistema actual radica en que, mediante una línea telefónica o de PLC se puede interrogar un solo registrador a la vez, y máximo consecutivamente a tres cuando los registradores están conectados en configuración master - slave.

Adicionalmente, los registradores disponen de relés repetidores de pulsos de energía activa y reactiva KYZ, los cuales son transportados a través de las UTRs a la Computadora Frontal FE 200 del sistema Spider, con lo que se logra la medición de respaldo. Con este esquema, se tiene el inconveniente que la integridad de los registros depende de la confiabilidad del sistema de comunicación, ya que su falla resulta en la pérdida de la información durante el intervalo de falla.

Una vez descargados los datos en el disco duro de la computadora del CENACE, el software permite la creación de reportes y archivos que pueden ser manejados por hojas electrónicas.

El proceso de facturación se realiza mediante paquetes computacionales desarrollados en el área y utilizan los archivos creados por el software de los registradores.

Las liquidaciones de las transferencias comerciales en el MEM se realizan diariamente y todo el proceso de facturación se consolida mensualmente.

Se prevé la adecuación futura del sistema para lograr un adecuado funcionamiento del MEM.