



Escuela Superior Politécnica del Litoral
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

PROYECTO DE GRADUACION
Previo a la Obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Especialización: POTENCIA

Presentado por:

Carlos Ortíz Consuegra

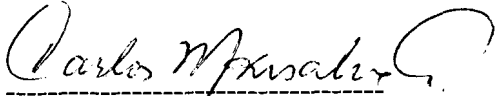
Freddy Arreaga García

Guayaquil - Ecuador

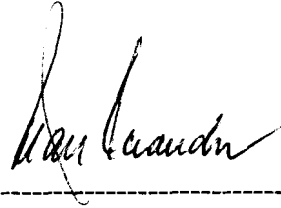
2002



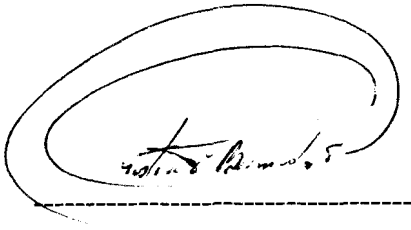
TRIBUNAL



Ing. Carlos Monsalve
Presidente Tribunal



Ing. Juan Saavedra
Director de Tópico



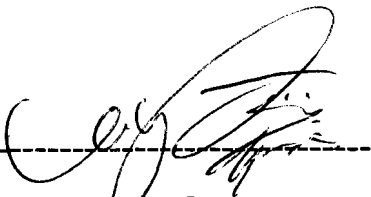
Ing. Gustavo Bermúdez
M. Principal



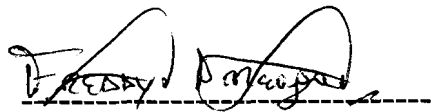
Dr. Cristóbal Mera
M. Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

“ La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en ésta Tesis, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.”

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'C. Ortiz', written over a horizontal dashed line.

Carlos Ortiz Consuegra

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Freddy Arreaga', written over a horizontal dashed line.

Freddy Arreaga García

AGRADECIMIENTO

A Dios, Supremo Creador, por haberme dado fortaleza, paciencia, bienestar, sabiduría, salud, y sobretodo, por darme unos Padres, Hermana, Abuelitos y Familiares inmejorables. Para ellos mis más grandes y sinceros agradecimientos, debido que son los principales artífices de éste logro alcanzado; por consiguiente son los únicos merecedores de acaparar con todos los lauros y congratulaciones, que conllevan la obtención de éste Título Académico.

A la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por otorgarme la investidura de: "Ingeniero en Electricidad, especialización Potencia", la llevaré siempre muy en alto, con honor y orgullo.

Al Ing. Juan Saavedra Mera, Director de Tesis, por su total ayuda y colaboración prestada, para la realización de éste Proyecto de Graduación.

A mis profesores, amigos y compañeros, que en todo momento supieron estar prestos a brindarme su ayuda necesaria, durante el período de mi formación profesional.

Carlos Ortiz Consuegra

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y al Ing. Juan Saavedra Mera, Director de Tesis, por su total ayuda y colaboración prestada, para la elaboración de éste Trabajo de Graduación.

Freddy Arreaga García



DEDICATORIA

A mis adorados Padres, Dr. Carlos Ortiz Macías y Dra. Aracelly Consuegra de Ortiz, porque con su infinito amor y comprensión, respaldo incondicional, y apoyo permanente, fueron factores fundamentales a la hora de superar los obstáculos, que surgían día a día al transitar el complejo camino de la obtención de Título de la Categoría de: “Ingeniero Eléctrico de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.”

A mi querida Hermana, Dra. Mónica Ortiz Consuegra, ejemplo de dedicación, esmero, capacidad y responsabilidad, como una destacada profesional en el campo de la Medicina. Virtudes que hicieron fomentar en mí, el deseo de seguir sus pasos, de culminar mi Educación Superior, y poder brindar la satisfacción a mis padres, de ver a sus dos hijos realizados como verdaderos profesionales al servicio de la Humanidad.

Carlos Ortiz Consuegra

A mis padres, esposa e hijo, por su amor, comprensión y apoyo, elementos necesarios para la obtención de éste título profesional.

Freddy Arreaga García

RESUMEN

La necesidad del Estado Ecuatoriano de tomar acciones de modernización en el campo Energético, el cual se encontraba monopolizado por el INECEL, único organismo gubernamental encargado de realizar la generación, transmisión, y distribución, de la energía eléctrica, hizo posible que se implementara en el País el "MERCADO ELECTRICO MAYORISTA".

Para su supervisión y regulación se crea la "LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO", con dos organismos de control: EL CENACE y EL CONELEC; se establece el FONDO DE SOLIDARIDAD, como organismo poseedor de la totalidad de las acciones de las empresas distribuidoras, así como de las instalaciones de generación y transmisión.

Con la reestructuración del Sector Eléctrico se conforma el M.E.M con los AGENTES que participan en él, esto es los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Consumidores, para lo cual se establecen Regulaciones y Reglamentaciones pertinentes.

La idea principal de éste sistema, es la de fomentar la competitividad entre sus integrantes, beneficiando directamente a los consumidores, debido que garantiza un mejoramiento continuo en la calidad del suministro de la energía eléctrica.

INDICE GENERAL

Resumen.....	VI
Indice General.....	VII
1. Introducción.....	1
1.1. Antecedentes	1
2. Estructura del Sector Eléctrico.....	3
2.1. Generación de Energía.....	3
2.1.1. Generación Obligatoria.....	3
2.1.2. Generación Forzada.....	3
2.1.3. Generación No solicitada.....	4
2.1.4. Generación Inflexible.....	4
2.1.5. Generación producida por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas.....	4
2.2. Transmisión de Energía.....	5
2.3. Distribución de Energía.....	6
2.4. Comercialización de Energía.....	7
2.5. Grandes Consumidores.....	7
3.Regulaciones del Mercado Eléctrico Mayorista.....	8
3.1. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	8
3.1.1. Propuestas y principios de la Ley.....	10
3.1.2. Ley de Régimen del Sector Eléctrico aplicada a la Generación.....	12
3.1.3. Ley de Régimen del Sector Eléctrico aplicada a la Transmisión.....	14
3.1.4. Ley de Régimen del Sector Eléctrico aplicada a la Distribución.....	15
3.2. Reglamentaciones del CENACE.....	17
4. Funcionamiento del M.E.M.....	20
4.1. Agentes del M.E.M.....	20

4.2 Tipos de Transacciones.....	23
4.2.1. Mercado Ocasional.....	23
4.2.2. Mercado de Contratos a plazo.....	24
5. Fijación de precios de Energía y Potencia en el Mercado Ocasional.....	28
5.1. Costo de la Energía en el Mercado Ocasional.....	28
5.1.1. Precio de la Energía en la Barra de Mercado.....	29
5.1.2. Precio Nodal de la Energía.....	33
5.1.3. Criterios sobre Marginalidad.....	35
5.1.3.1. Costos Variables.....	35
5.1.3.2. Factor de Nodo.....	36
5.1.4. Cargo Variable del Transporte.....	37
5.1.5. Costo de la Energía bajo Restricciones e Inflexibilidades Operativas.....	39
5.2. Potencia Remunerable puesta a Disposición (PRPD).....	41
5.3. Potencia media puesta a Disposición (PMPD).....	42
5.4. Liquidación de la PRPD.....	43
5.5. Reserva Adicional de Potencia (RAP).....	46
5.6. Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).....	47
6. Liquidación del Mercado Eléctrico Mayorista.....	49
6.1. Liquidación de Potencia.....	50
6.2. Liquidación de Energía.....	51
6.3. Liquidación de Potencia y Energía Para una Hora Determinada.....	55
7. Aplicación.....	82
Conclusiones.....	93
Recomendaciones.....	95
Bibliografía.....	97

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El Sector Eléctrico Ecuatoriano, se encontraba manejado, por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL - Ente estatal que se encargaba de controlar y regular las diferentes etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su accionar era evidentemente monopolista, puesto que además de ser propietario de los organismos de generación y transmisión, poseía acciones en todas las empresas distribuidoras del servicio eléctrico; consiguiendo de ésta manera ser el único responsable del correcto y efectivo suministro de energía a nivel nacional.

Es así como, el 18 de septiembre de 1996, el Honorable Congreso Nacional, aprueba la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (L.R.S.E.), la misma que define el nuevo rol del estado, frente a la actividad eléctrica, debido que termina con el accionar monopolista de INECEL, (31 de marzo de 1997) y permite la inversión privada en el mismo.

Con la aprobación de dicha ley se crean dos organismos gubernamentales, destinados a garantizar el correcto desenvolvimiento del sistema operativo:

- El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC -, quien en representación del Estado, asume las funciones de planificación, control, y fijación de tarifas.
- El Centro Nacional de Control de Energía – CENACE -, responsable de la operaciones técnicas, comerciales, y financieras, del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista.

Adicionalmente se conforma el “FONDO DE SOLIDARIDAD”, como nuevo poseedor de todas las acciones de las empresas distribuidoras, así como también de las actuales instalaciones de Generación y Transmisión.

De ésta manera se establece la nueva estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el cual deja de ser un ente monopólico obsoleto, para pasar a ser uno moderno eminentemente competitivo; éste cambio se produce debido al ingreso de inversión privada al sistema, lo cual garantiza una mayor y mejor calidad del servicio, obteniendo de igual forma un sistema con un alto grado de eficiencia y eficacia, tanto de Generación, Transmisión, y Distribución, como de comercialización y continuidad del suministro de energía eléctrica, para los Grandes Consumidores, y usuarios comunes.

2. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO

Mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico se separan las funciones de Generación, Transmisión y Distribución de energía, planteando de esta manera la nueva estructura del sector.

2.1 GENERACION DE ENERGIA

La generación de energía, está a cargo de las diferentes unidades generadoras del país, las cuales aparecen como agentes competidores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, debido que además de pertenecer al régimen pueden establecer libremente contratos a plazo con las empresas y grandes consumidores o distribuidores. Estableciendo parámetros de competencia tanto entre las unidades generadoras, como en el propio mercado SPOT.

La Generación de acuerdo a sus formas de operación presenta la siguiente clasificación:

2.1.1 Generación Obligatoria-

Se la realiza para atender la demanda con niveles de confiabilidad y seguridad del SNI o de un área del SIN (Sistema Nacional Interconectado).

Es una generación planteada por cobertura de demanda.

2.1.2 Generación Forzada-

Se considera que una máquina entra a operar con el carácter de forzada cuando su ingreso se debe a una restricción operativa, o cuando se desea mantener la calidad del servicio local, como por ejemplo bajos voltajes o sobrecarga de transformadores de línea.

2.1.3 Generación No Solicitada.-

Es la generación que ingresa al sistema, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por él. Considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el agente.

2.1.4 Generación Inflexible.-

Se la obtiene cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas, dentro de los límites declarados por los agentes y aceptados por el CENACE.

2.1.5 Generación Producida Por Restricciones Técnicas e Inflexibilidades Operativas.-

Es la generación que por sus características técnicas debe permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal en la barra de mercado. Inclusive se considera como restricción técnica la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades de operación.

El CENACE es entonces el ENTE REGULADOR, que califica y clasifica a la unidad generadora, en base al total cumplimiento de las reglamentaciones y regulaciones que sobre ellas recaen. Así las responsabilidades asignadas a los generadores son:

- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores síncronos; caso contrario, la potencia activa mínima (Kw.) con la que pueden operar en forma continua, con la finalidad exclusiva de suministrar reactivos al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.



- Enviar al CENACE la curva P-Q o curva de capacidad actualizada.
- Entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva).
- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos.
- Mantener el voltaje en barras en los niveles que lo solicite el CENACE.

2.2 TRANSMISION DE ENERGIA

Es monopolio natural, se lo orienta a que sea una sola empresa la que se encargue de la operación, mantenimiento y expansión del sistema.

En nuestro medio la EMPRESA TRANSELECTRIC, es el medio transmisor del MERCADO ELECTRICO MAYORITARIO. A igual que los generadores, EL CENACE establece reglamentaciones y regulaciones que debe cumplir, para garantizar un correcto y continuo funcionamiento del sistema operacional, por lo tanto tenemos:

- El transmisor debe mantener los niveles de voltaje en las barras de las subestaciones, con variaciones no mayores al voltaje nominal $\pm 5\%$ para 230 y 138KV; $\pm 3\%$ para 69, 46 y 34.5KV.
- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM. En el listado especificará: ubicación, nivel de voltaje de instalación, tipo de equipamiento (compensadores sincrónicos, estáticos, reactores, capacitores, etc.), magnitud de potencia reactiva, restricciones o forma de operación.
- Poseer un listado de nodos del SNI y períodos donde no pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.

2.3 DISTRIBUCION DE ENERGIA

En este punto, se establecen a las empresas eléctricas como sociedades anónimas, con la finalidad de que se conviertan en agentes operadoras del sistema.

Son agentes autorizados de extraer la energía del mercado SPOT, pudiendo además pactar contratos a plazos con los generadores, logrando establecer niveles de competitividad.

Las reglamentaciones y regulaciones que establece el CENACE para los distribuidores son:

- Mantener en sus puntos de interconexión con el transportista u otros agentes un factor de potencia dentro de los siguientes límites:
 1. 0.98 o superior inductivo para demanda media y máxima.
 2. 1.0 o menor inductivo para demanda mínima.
- Facilitar el detalle de generación horaria de todas las centrales aún no encendidas.
- Poseer información de la energía recibida hora a hora (especialmente en áreas desconectadas del CENACE o en condiciones de emergencia).
- Cada distribuidor debe cancelar el valor de su demanda máxima coincidente por la tarifa de transmisión.
- Los sobrecostos son cubiertos por los distribuidores en forma proporcional a la energía que retiren del mercado durante los períodos de inflexibilidad.

2.4 COMERCIALIZACION DE ENERGIA

Se crea competencia el campo de la distribución a través de las empresas comercializadoras, que tienen como objetivo principal, el de mercadear y facturar la energía con el usuario final.

Para establecer las regulaciones pertinentes es necesario segmentar al usuario final en: Gran consumidor (mayor o igual a 2000Kw - 7000Mwh anuales) y otros consumidores no liberados.

2.5 GRANDES CONSUMIDORES

El CENACE establece por su naturaleza, reglamentaciones dirigidas solamente hacia los grandes consumidores, así tenemos:

- Instalación del equipo de medición en el nodo de interconexión con la empresa distribuidora o con el transmisor (TRANSELECTRIC).
- Poseer equipamiento primario TC y TP exclusivo para la medición. (Precisión de 0.2% o menor).
- Medidores registradores, con capacidad para receptar energía activa y reactiva, bidireccional 4 cuadrantes, 8 canales de almacenamiento de información, memoria no volátil.
- El Sistema de Comunicación, debe contar con una línea de comunicación para onda portadora (teléfono público o celular).
- Recolección y transmisión de datos (comunicación vía moderna).
- Suministrar oportuna y verazmente información al CONELEC.

3. REGULACIONES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores, incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que se celebran, en éste son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Para poder regular y controlar las transparencias de las transacciones en el MEM está la “Ley de Régimen del Sector Eléctrico” , la cual constituye un importante paso para la innovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

3.1 LA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO

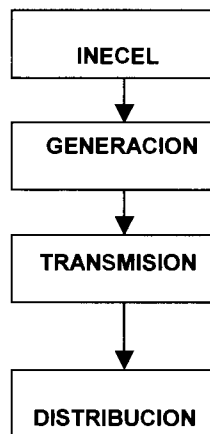
El 18 de septiembre de 1996, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la misma que define el nuevo rol del Estado, frente a la actividad eléctrica, que permite la inversión privada en el mismo. Para el efecto se crea el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, que en representación del estado asume las funciones de planificación, regulación, control y fijación de tarifas. Además el CONELEC se encarga de otorgar las concesiones y en general de supervisar y garantizar el funcionamiento del mercado eléctrico.

Se crea el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, responsable de las operaciones técnicas, comerciales y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

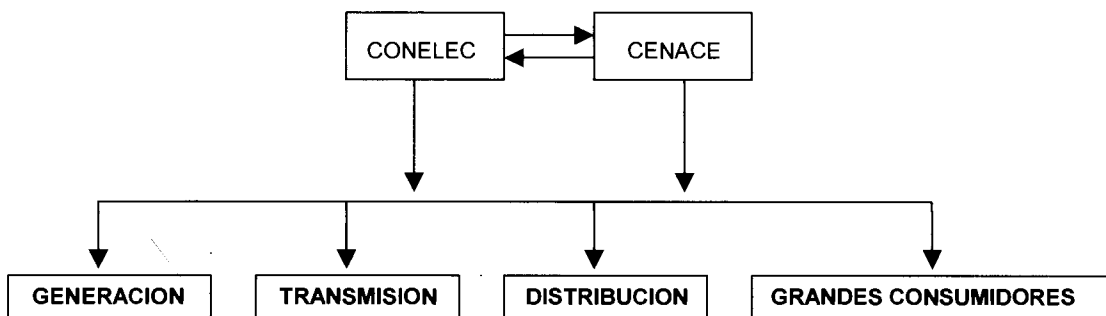
La ley dispone además, la creación de las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, cambiando totalmente el sistema de suministro de energía, cuando el INECEL ejercía acciones monopolistas, siendo el único ente encargado de controlar y regular el sector eléctrico.

La ley de régimen del sector eléctrico, dispone que todas las acciones que el INECEL tiene en las empresas distribuidoras, sean transferidas al Fondo de Solidaridad, y que las actuales instalaciones de generación y transmisión, se constituyan en empresas privadas de generación y transmisión según corresponda y pasen a ser propiedades del Fondo de Solidaridad.

Antes,



Ahora, con la ley de régimen del sector eléctrico



De esta forma se crea un mercado abierto a nivel de generación y mercados regulados a los niveles de transmisión y distribución, mejorando el servicio, eliminando el monopolio, atrayendo inversión, creando competitividad y sobretodo protegiendo al usuario.

De acuerdo a la ley, las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores se denominan Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales operan bajo la dirección del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

3.1.1 Propuestas y Principios de la ley.-

La presente ley regula las actividades de generación de energía eléctrica que se origina mediante la explotación de cualquier tipo de fuente de energía, cuando la producción de energía eléctrica es colocada en forma total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o en sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación, tales actividades y servicios pueden ser delegadas al sector privado de conformidad con lo previsto en esta ley.

Para dichos fines se definen las siguientes propuestas y principios de la ley en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad.

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, que garantice su desarrollo económico y social.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos.

- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución.
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se aplican son justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía.
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica , velando por la competitividad de los mercados.
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión.
- Desarrollar la electrificación en el sector rural.
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

Por lo tanto la presente ley prohíbe expresamente conductas monopólicas, tales como la colusión para la fijación de precios por encima de aquellos que existan en ausencia de dicha conducta colusiva; políticas predatorias tendientes a excluir del MERCADO ELECTRICO a empresas rivales o a dificultar el ingreso de nuevas, especialmente generadoras; 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 el efecto eliminar o dificultar la libre competencia en el sector eléctrico o perjudicar a los consumidores por la vía de precios.

El organismo de regulación debe velar porque no se realicen prácticas que atenten contra la libre competencia en perjuicio de los usuarios, para cuyo efecto puede iniciar las acciones judiciales a que hubiere lugar. De la misma manera el CONELEC determina los mecanismos de reclamación que correspondan, a fin de brindar una protección efectiva a los legítimos derechos de los consumidores.

Las compañías que adquieren acciones en las sociedades anónimas constituidas con activos de propiedad del ESTADO, no pueden ser relacionadas entre sí, ni depender societariamente de una misma matriz, aunque no tengan calidad jurídica de subsidiaria o sucursal. Mediante reglamento especial se determina la calidad de empresas relacionadas para los efectos previstos en este artículo. Sólo mediante autorización del CONELEC, dos o más generadores, o dos o más distribuidores pueden asociarse entre sí.

3.1.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico Aplicada a la Generación.-

Los Generadores pueden explotar sus empresas por su propia cuenta, asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetan a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentaciones aplicadas.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no pueden asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco pueden 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, puede controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

Todos los generadores que tienen una unidad con capacidad nominal o mayor a 1Mw y que están sincronizadas, o los que se sincronizan al Sistema Eléctrico, realizan sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y están sujetos al despacho central del CENACE.

La Generación proveniente de la importación por interconexiones internacionales, para su despacho cumple, en lo que sea aplicable, con las disposiciones establecidas en este reglamento y las que constan en los procedimientos de despacho y operación para los generadores. Además los generadores tienen la obligación de operar sus unidades, según el programa de generación horario establecido por el CENACE. Toda la generación, exportación e importación por interconexión internacional se registra ante el CENACE.

Los generadores, sujetos al despacho central del CENACE, deben ejecutar los mantenimientos a sus unidades de acuerdo con el programa coordinado y emitido por el ente regulador. Las empresas generadoras pueden ofertar para reserva hasta su capacidad efectiva disponible, para que el CENACE la considere en el despacho, como reserva horaria, según lo que se determine en el reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

El CENACE obliga a los generadores sincronizados al sistema eléctrico a proporcionar en forma veraz y oportuna, la información que éste solicite para efectuar la planificación operativa, el despacho central y la operación integrada del sistema eléctrico.

Las empresas que por causas técnicas, tienen la necesidad de retirar temporalmente una unidad del servicio, deben obtener la autorización previa del CENACE, con la antelación que establezca tal corporación en la planificación operativa. En casos de fallas imprevistas de una unidad, no es necesaria la autorización previa, pero una vez producido el hecho se notifica inmediatamente al CENACE.

3.1.3 Ley de Régimen del Sector Eléctrico Aplicada a la Transmisión.-

Para la empresa de transmisión, que se forma con los activos de propiedad del Estado correspondiente al Sistema Nacional Interconectado, se aplican las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación.

El transmisor tiene la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso a terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente ley y sus reglamentos.

Para los fines de esta ley la capacidad de transmisión incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el CONELEC determine, siempre y cuando esas instalaciones sean necesarias para la prestación del servicio respectivo.

El transmisor y los distribuidores no pueden otorgar, ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinan mediante el reglamento respectivo.

Es responsabilidad del transmisor, el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, así como lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones.

El transmisor realiza los mantenimientos de su red de acuerdo con el programa emitido por el CENACE.

Los mantenimientos en la red que incidan en forma total o parcial en el suministro a un Distribuidor o a un Gran Consumidor son coordinados por el Transmisor y comunicados al CENACE con la antelación respectiva.

El Transmisor debe proveer en forma oportuna y fidedigna la información que el CENACE requiera, para realizar la supervisión de la red de transmisión en tiempo real y aquella que sea necesaria, según lo que se disponga en los procedimientos de Despacho y Operación.

La transmisión en nuestro medio esta a cargo de una sola empresa, ésta es "TRANSELECTRIC"; la cual puede transmitir, pero no comercializar energía eléctrica.

3.1.4 Ley de Régimen del Sector Eléctrico Aplicada a la Distribución.-

La Distribución es realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorga la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad.

En el contrato de concesión se establecen los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantiza la rentabilidad del negocio, ni establece tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato.

El Distribuidor debe mantener en el o los puntos de interconexión con el transmisor, el consumo de reactivos y demás parámetros técnicos dentro

de los límites que se establecen en los Procedimientos de Despacho y Operación.

El Distribuidor es el responsable de la operación en tiempo real de la red de distribución que tiene en concesión y provee la información que el CENACE requiere para realizar la coordinación, supervisión y control en tiempo real del SNI.

Las empresas distribuidoras efectúan los mantenimientos de su sistema, de acuerdo con el programa emitido por el CENACE, cuando estos mantenimientos tienen impacto en la operación del resto del SNI o cuando afectan a otro agente del MEM. Además tienen la obligación de proporcionar al CENACE en forma veraz y oportuna la información por él solicitada.

Es responsabilidad del distribuidor entregar la citada información en el lugar y con la frecuencia establecida en dichos procedimientos.

Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes desde el momento que entró en vigencia la presente ley, siempre y cuando se hubieren constituido personas jurídicas diferentes e independientes, para la operación de esa generación.

Los generadores no pueden ni por sí ni por interpuestas personas transmitir, ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta ley.

No obstante el CONELEC puede autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor 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, para lo cual el CONELEC establece las modalidades y forma de operación.

3.2 REGLAMENTACIONES DEL SECTOR ELECTRICO

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como administrador de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, y siendo además el responsable de la seguridad de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN), controlando el abastecimiento de energía al mercado al mínimo costo posible, establece reglamentaciones especiales para preservar la eficiencia global del sector y crear las condiciones de mercado para la correcta comercialización de la energía.

El capítulo I, comprendido por los artículos 1ero., 2do. Y 3ero., donde se procede a dar una idea globalizada del MEM, mostrando los objetivos, el alcance y ciertas definiciones de las leyes que rigen durante su funcionamiento.

El capítulo II, el CENACE establece tres artículos más -4to., 5to. y 6to.-, los cuales denuncian la conformación, la obligación y los requisitos básicos de los Agentes que participan del Mercado Eléctrico Mayorista, siendo éstos de gran importancia, debido que permiten establecer las características principales de los entes participantes del MEM, dictaminando el espacio que cada uno de ellos ocupa dentro del sistema transaccional. Cuatro artículos más conforman éste capítulo, los mismos que especifican el funcionamiento del Mercado SPOT en sus aspectos de administración, transacción y liquidación, estableciendo normas de suspensión del servicio cuando fuere estrictamente necesario.

El capítulo III es el más extenso de todos, puesto que dentro de él, se reglamentan detalladamente todas las obligaciones de índole económico que se producen en el interior del MEM; de esta manera se establecen regulaciones para la denominada "Barra de Mercado", los "Factores de Nodo", el "Costo de la Energía", los "Cargos Variables", la "Potencia Remunerable Puesta a Disposición", el "Costo de Arranque y Parada", "Peajes por Transmisión", las

“Compensaciones por Restricciones Operativas”, “Formas de Liquidación”, tanto para la potencia, como para la energía y “Transacciones de Potencia Reactiva”.

El CENACE como ente verificador del cumplimiento de éstas reglamentaciones, determina los cargos fijos que deben abonar los agentes del Mercado por el incumplimiento de las mismas, sancionando de ésta manera las partes que al no cumplir con los 18 artículos preestablecidos en este capítulo, interfiera directamente con la calidad del servicio que el Mercado SPOT promulga entre sus consumidores.

Los contratos a plazo, tienen capítulo aparte, donde se trata el alcance, el cumplimiento de los contratos y las observaciones a tomar en cuenta, todo esto en los artículos 29no., 30mo. y 31ero. del capítulo IV del reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Para continuar, nos encontramos las reglamentaciones pertinentes a la liquidación de transacciones en el MEM, en los artículos del 34to. al 39no. del capítulo V, aquí se establecen las obligaciones del mercado, suministro de información y el sistema de facturación y cobro de transacciones, teniendo que tomar en cuenta aspectos de suma importancia como son:

- El sistema de medición comercial
- El reporte de transacciones comerciales
- La facturación mensual
- El cumplimiento de las obligaciones, y
- El cumplimiento en el pago por parte de los agentes de MEM

Finalmente dentro de éste capítulo también están las disposiciones transitorias, donde se tratan las restricciones contractuales, los contratos a plazo con generadores y la etapa transitoria del anterior sistema al actual mercado SPOT.

La reglamentación del CENACE, reforma los aspectos transaccionales del Mercado Eléctrico Mayorista en el capítulo VIII, donde se concentra la atención en las tarifas que se concretan dentro del Mercado, así del artículo 45to. al 49no., remarca las obligaciones de los agentes y la forma como se procede a realizar las transacciones y liquidaciones.

Luego de esto, dentro de los artículos 50mo. al 57mo. de dicho capítulo, encontramos regulaciones para las tarifas, precios libres, principios tarifarios, tarifas de transmisión, precio referencial de generación, valor agregado de distribución, ajustes y pliegos tarifarios.

En éste capítulo hay que detenerse un poco, debido que el CONELEC fija y publica anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, los pliegos tarifarios, también incluyen ajustes automáticos de tarifas hacia arriba o hacia abajo, por cambios excepcionales e imprevistos de cortes que no pueden ser directamente controlados por el concesionario. Reajustes que se aplican si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

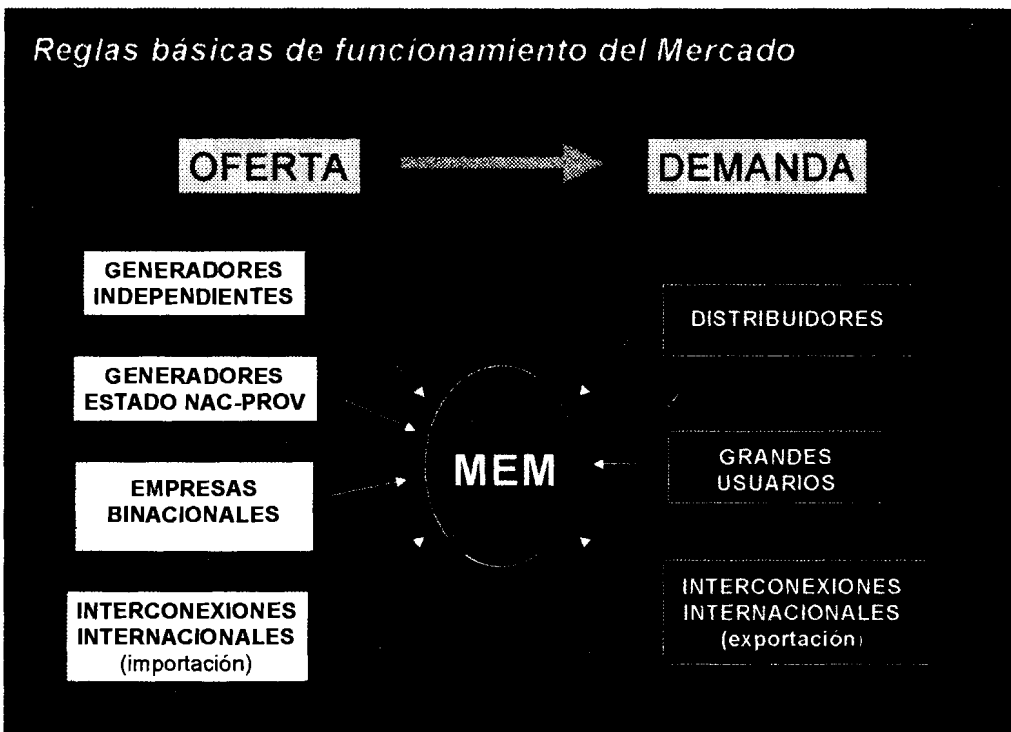
Todas estas reglamentaciones pertenecientes al CENACE, sostienen una correcta demarcación con los límites pre-establecidos para los agentes que conforman el Mercado SPOT, siendo las mismas de gran ayuda para poder solventar y garantizar la transparencia de las operaciones transaccionales como las liquidaciones de la Potencia y Energía que suministra el Sistema Nacional Interconectado, permitiendo una mejor calidad de servicio y una mayor cobertura de redes de electrificación urbana y rural, para zonas que no se encuentran integrados aún al Sector Eléctrico Ecuatoriano.

4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM

Para un correcto funcionamiento del M.E.M, tenemos que tener en cuenta ciertos principios como el mínimo costo de operaciones en el mercado (incluye pérdidas transporte a través factores nodales), despacho independiente de los contratos, transparencia, generadores mercado competitivo, transporte y distribución regulada.

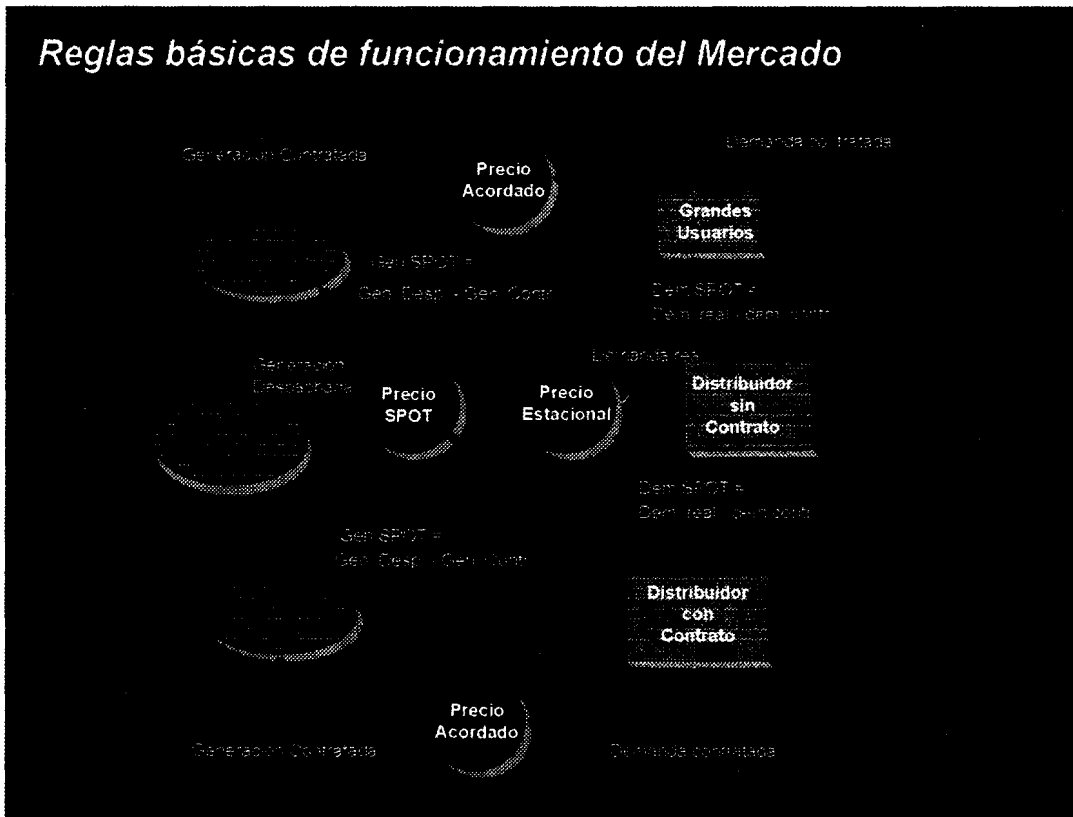
4.1 AGENTES DEL MEM

El MEM está constituido por las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía incorporados al Sistema Nacional Interconectado, y que cuenten con una concesión permiso, licencia, o registro, otorgado por el CONELEC.



El CONELEC define y controla el cumplimiento de los siguientes requisitos básicos por parte de los Agentes del MEM:

- Los procedimientos de registro que deben cumplir los Agentes para participar en el MEM;
- El valor mínimo de la potencia nominal de la unidad de generación que debe certificar un generador o auto productor para participar en él MEM;
- Las características y requisitos técnicos que deberán cumplir las empresas de generación y distribución para su operación en él MEM;
- Las características que deben satisfacer los consumidores para ser considerados como grandes consumidores;
- Las condiciones mediante los cuales se ejecutarán los contratos de importación y exportación de energía eléctrica.



Las transacciones que se celebran en este mercado son únicamente ventas en el Mercado Ocasional o Contratos a Plazo.

El Mercado Eléctrico Mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluyen las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

La generación de energía , está a cargo de las diferentes unidades generadoras del país y de acuerdo a sus formas de operación presenta la siguiente clasificación:

- Generación obligatoria;
- Generación forzada;
- Generación no solicitada;
- Generación inflexible;
- Generación producida por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas.

En nuestro medio la EMPRESA TRANSELECTRIC es el único medio transmisor de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, y es la encargada de la operación, mantenimiento y expansión del sistema.

4.2 TIPOS DE TRANSACCIONES

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:

- Compra-Venta en el Mercado Ocasional;
- Contratos a Plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los Agentes del MEM;
- Exportación e Importación de energía.

El CENACE determina mensualmente los valores que deben pagar y cobrar los Agentes del MEM, los importadores y exportadores, por las transacciones realizadas en el Mercado Ocasional, y por los servicios prestados por terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en contratos a plazo.

4.2.1 Mercado Ocasional.-

Funciona como una bolsa energética, donde todos los generadores entregan energía a esa bolsa y los distribuidores toman energía de esa bolsa.

Las transacciones en el Mercado Ocasional se las efectúan sobre la base de precios marginales y factores de nodo.

Los generadores pueden vender energía eléctrica en el Mercado Ocasional; de ésta manera, los generadores, distribuidores y grandes consumidores pueden, por su parte, independientemente comprar energía en el Mercado Ocasional.

El funcionamiento del Mercado Ocasional está basado en los siguientes puntos:

- Costo Marginal de Corto Plazo;
- Costo estacional declarado para Generadores;
- Precio Estacional Estabilizado para Distribuidores;
- Mercado horario de precios SPOT;
- Pago adicional por potencia;
- Acceso libre al transporte;
- Precios locales ante restricciones de transporte;
- Remuneración Servicios Adicionales.

Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra-venta de potencia y energía en el Mercado Ocasional son determinadas y liquidadas por el CENACE sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los Agentes del MEM.

4.2.2 Mercado de Contratos a Plazo.-

Los contratos a plazo son aquellos que se pactan libremente entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Grandes Consumidores y entre Distribuidores y Grandes Consumidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía. Asimismo se consideran las transacciones que puedan realizar los Generadores con Exportadores, los Importadores con los Distribuidores y los Importadores con Grandes Consumidores.



Las transacciones de energía se cumplen sobre compromisos prefijados con base en las demandas horarias establecidas para el periodo contractual.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deben ser registrados en el CENACE y su vigencia se inicia 20 días después de su registro.

Los contratos a plazo pactados entre Agentes del MEM, una vez que son registrados y se han cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, son cumplidos a través del CENACE; corporación que realiza la liquidación, únicamente de las transacciones imputables a los contratos a plazo que han sido cumplidas en el Mercado Ocasional por otros generadores, así como las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que han sido requeridas para el cumplimiento total de esos contratos.

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos: el Agente Consumidor correspondiente, vigencia y plazo de ejecución, el programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

El CENACE informa los precios de la energía en la Barra de Mercado y en los casos de contratos de importación o exportación en el nodo de frontera.

Los contratos a plazo deben ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el CENACE. De no haber sido despachados, el vendedor cumple con su contrato por medio del generador que ha resultado despachado y percibe el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que ha resultado despachado el precio que corresponda a través del mercado.

El Centro Nacional de Control de Energía comunica a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponde a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado.

El precio así establecido es uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.

Los contratos a plazo para que son registrados y pueden ser administrados por el CENACE deben considerar los siguientes aspectos:

- Cumplir con las condiciones generales en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia;
- Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujeta a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;
- Los Generadores que cuentan con unidades térmicas no comprometen una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos;
- Los Generadores que cuentan con plantas hidroeléctricas no comprometen 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.

5. FIJACION DE PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL

Los precios de generación de energía en el MEM son calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada “Barra de Mercado” asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio.

Para la fijación de precios hay que considerar ciertos aspectos como:

- Remuneración de la energía en operación normal.
- Remuneración de la energía bajo restricciones o inflexibilidades operativas.

5.1 COSTO DE LA ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL

El costo marginal de la energía del sistema fija el precio del mercado que los compradores están dispuestos a pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores del MEM.

El valor de la energía varía en función del tiempo t y del lugar donde es producida o utilizada. **Concepto Temporal y Espacial.** El sistema nodal es adecuado para la fijación temporal y espacial de la energía.

El concepto de precios de la energía en un nodo del sistema de transmisión refleja entonces el costo de producción en cierto instante, y el costo de transportarla hasta dicho nodo.

El sistema nodal proporciona la viabilidad requerida tanto para la contratación de energía, cuanto para la liquidación de transacciones, al permitir valorar la energía en los puntos de inyección y retiro.

5.1.1 Precio de la Energía en la Barra de Mercado.

Se denomina precio de mercado λ al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de generación en la barra de mercado.

El CENACE establece dicho precio en términos horarios en base al concepto de mínimo costo.

El precio de mercado de la energía se lo denomina costo marginal instantáneo de corto plazo.

Los precios de energía en la barra de mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo.

Los datos requeridos son:

- Generación horaria por unidad
- Energía por punto de entrega
- Factores de nodo (β) por barra.

El precio de la energía se la define en una barra de referencia, en la que se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra. La barra escogida como referencia se denomina barra de mercado y la participación en las pérdidas se efectúa a través de los factores de nodo.

Se considera al mercado ubicado en el centro de carga del sistema. El despacho óptimo se realiza en éste nodo, es decir , incluyendo no sólo los costos marginales de operación de los generadores, sino también las pérdidas marginales del transporte.

El precio de la energía llevado al centro de carga resulta, entonces, ser un valor único llamado Precio Marginal del sistema o precio de mercado y que representa el costo económico de generar el próximo Kwh.

El CENACE debe abastecer las energía al MEM al mínimo costo posible, obtenido mediante el despacho económico:

F1, F2, FN: Costos de Producción (variables)

P1, P2,PN: Potencia Generada

PL: Pérdidas de Transmisión

PD: Demanda

La entrada total de potencia en megawatts a la red desde todas las variables es la suma dada por

$$P_1 + P_2 + \dots + P_N = \sum_{i=1}^N P_i$$

Donde P1, P2,PN son las salidas individuales de las unidades que son alimentadas a la red. Para un sistema de N unidades generadoras, se tiene que

$$F = F_1 + F_2 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i$$

Donde F es la **Función de Costo** que dá el costo total del sistema y es la suma de los costos de las unidades individuales F1, F2,FN.

La ecuación de restricciones del valor mínimo de F está dada por el balance de la siguiente ecuación.

$$P_L + P_D = \sum_{i=1}^N P_i$$

Rescribiendo por conveniencia, en la forma

$$P_L + P_D - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$

Nuestro objetivo es obtener una F mínima para una carga fija del sistema, PD, sujeta a la restricción de balance de potencia.

Se presenta ahora el procedimiento para resolver tales problemas de minimización, el cual es conocido como el método de los multiplicadores de Lagrange.

$$L = F + \lambda \left(P_L + P_D - \sum_{i=1}^N P_i \right)$$

Donde F, se dá en dólares por hora, P está en megawatts, λ está en dólares por megawatts-hora, respectivamente.

Solución:

$$\partial L / \partial P_i = 0 \quad \text{para todos} \quad P_{i \text{ mín}} \leq P_i \leq P_{i \text{ máx}}$$

$$\partial L / \partial P_i = \partial F_i / \partial P_i + \lambda \partial \left(P_L + P_D - \sum_{i=1}^N P_i \right) / \partial P_i = 0$$

Como P_D está fija, y el costo de cualquier unidad varía sólo si la salida de potencia de esa unidad cambia,

$$\partial L / \partial P_i = \partial F_i / \partial P_i + \lambda (\partial P_L / \partial P_i - 1) = 0$$

Para cada una de las salidas de las unidades generadoras P_1, P_2, \dots, P_N .

Debido a que F_i solo depende de P_i , la derivada parcial de F_i se puede reemplazar por la derivada total, y la ecuación da

$$\lambda = [1 / (1 - \partial P_L / \partial P_i)] dF_i / dP_i$$

donde:

λ : costo marginal del sistema o precio de mercado, y es el valor que minimiza todo el sistema.

$1 / (1 - \partial P_L / \partial P_i)$: es llamado el factor de penalización para la barra i

El inverso del factor de penalización es el factor de nodo (β) de la barra i .

$$\beta_i = 1 - \partial P_L / \partial P_i$$

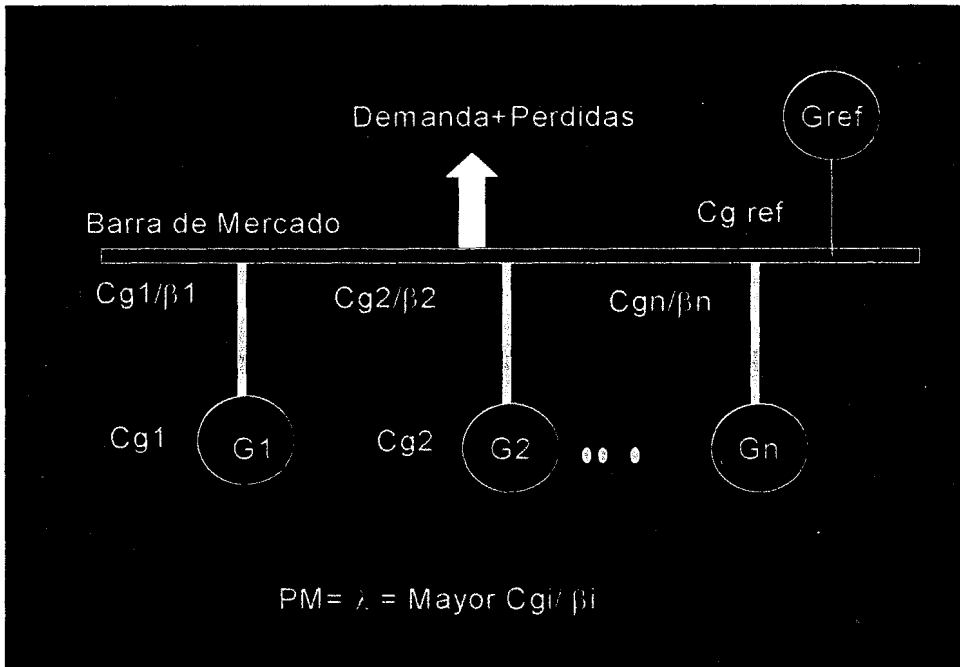
dF_i / dP_i : Precio nodal de la energía

$\partial P_L / \partial P_i$: Pérdidas marginales de transmisión debido al generador i .

$$dF_i / dP_i = \lambda (1 - \partial P_L / \partial P_i) = \lambda \beta_i$$

El precio en cada nodo de la energía es igual al costo marginal multiplicado por el factor de nodo.

El costo marginal en la barra de mercado de cada generador se calcula afectando su costo marginal con los factores nodales, que además es una señal de su vinculación con dicha barra.



En el despacho óptimo de mínimo costo el precio de mercado λ es el correspondiente a la máquina despachada con el mayor costo marginal.

5.1.2 Precio Nodal de la Energía.-

Los precios nodales de energía en todos los puntos de la red, se obtienen a partir de precio de mercado multiplicado por su factor de nodo.

Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen a su respectivo precio nodal.

$P_{ni} = \lambda \beta_i$ al valor de P_{ni} (mayor o menor que el de mercado) se liquida al generador despachado ubicado en el nodo "i" o es el precio que debe pagar un importador ubicado en ese nodo.

Todos los generadores del sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que tiene en cuenta el pago de las pérdidas y el servicio de transporte. Los generadores que producen su energía "más barata" (infra-marginales) tienen, en concepto de venta de energía, un beneficio y en particular la máquina que está fijando el precio marginal tiene un beneficio nulo.

La energía de un generador exportador va perdiendo valor en la medida que se aleje de la barra de mercado. ($\beta_i < 1$)

A su vez, el precio de la demanda aumenta a medida que se aleja de la barra de mercado. ($\beta_i > 1$)

El precio marginal de la referencia o barra de mercado es igual al precio de mercado. ($\beta_i = 1$)

$$\beta_i \text{ zonas exportadoras} < 1$$

$$\beta_i \text{ zonas importadoras} > 1$$

$$\beta_i \text{ barra de mercado} = 1$$

"Exportadores" cobran por su energía un precio menor que el de mercado.

"Importadores" pagan por su energía un precio mayor que el de mercado.

Los factores de nodo dependen de la localización de la referencia o barra de mercado.

El precio de mercado cambia con el cambio de la referencia.

El precio nodal se mantiene constante con cualquier barra de mercado. Por lo tanto las liquidaciones no se ven afectadas por la selección de la Barra de Mercado, lo cual se selecciona por conveniencia comercial.

5.1.3.- Criterios Sobre Marginalidad.

Corresponde al CENACE ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.

Calcula el despacho económico horario de los recursos sujetos a despacho central considerando:

- La predicción de la demanda horaria;
- Los costos variables de las unidades de generación;
- Las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación.

5.1.3.1 Costos Variables.

Los costos variables son de gran importancia y dentro de esto debemos de tener en cuenta los costos variables de generación, factores de nodo, barra de mercado, costo de la energía horaria que está dada por

$$C_{\min} = [\text{suma } (E_1 + E_2 + \dots + E_n)] * CM_{\min}$$

El no costo de producción dado por

$$C_{\min} = E_1 \cdot C_1 + E_2 \cdot C_2 + \dots + E_n \cdot C_n$$

El gran objetivo de los costos variables es hallar el costo marginal mínimo (CM_{\min}).

Las restricciones técnicas que se dan dentro de los costos variables son:

- Generación obligada por calidad y seguridad del sistema
- Restricciones globales del sistema
- Restricciones ocasionada por los Agentes o el Trasmisor

5.1.3.2 Factor de Nodo.-

“Factor de Nodo”, de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado, ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0.

Es un factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga, o desde la barra de mercado, éste factor incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de la inyección de generación o del retiro de carga en dicho nodo, con respecto al nodo de referencia. El factor de nodo de un nodo “i” es la relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (precio de mercado).

El factor de nodo se determina como:

$$F_{ni} = 1 - (\partial P_L / \partial P_i)$$

Siendo: $\partial P_L / \partial P_i$

La derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo "i".

Para su cálculo se modela la red de transporte, y mediante un flujo de cargas, se calcula en cada nodo $\partial P_L / \partial P_i$, tomando como barra flotante el nodo Mercado.

El ∂P_L , es negativo para un nodo exportador, y positivo para un nodo importador; los F_{ni} serán menores a 1, o mayores a 1 respectivamente.

Factores de nodo (aproximados)

$$F_{ni} = 1 - (\partial P_L / \partial P_i) \approx 1 \pm 2 * \partial P_L / P$$

El factor de nodo contempla dos veces las pérdidas.

El factor de nodo incluye dos conceptos:

- Pago de las pérdidas físicas
- Pago al transportista por energía transportada.

5.1.4 Cargo Variable del Transporte.-

La red como compradora y vendedora de energía, obtiene en los extremos de cada una de sus líneas el precio SPOT (precio nodal).

La red de transmisión ofrece un producto (la capacidad de las líneas), con un costo, a los potenciales usuarios (generadores y distribuidores) que perciben una determinada función de utilidad respecto a dicho producto.

La red cobra por ese servicio la utilidad marginal que viene medida por la diferencia de precios entre nodos: se obtiene una cantidad denominada cargo variable del transmisor CVT.

El cargo variable del transporte es la diferencia de lo que pagan los agentes que retiran energía de la red y lo que pagan a los generadores.

$$CVT = \sum \lambda \beta_i (D_i - G_i)$$

Aproximadamente el CVT es la valoración de las pérdidas de energía a precio de mercado.

- El CVT se lo obtiene automáticamente de la aplicación de los precios nodales de la energía.
- El CVT se lo utiliza para reconocer en parte el sistema de transporte.
- La recaudación que se obtiene por CVT es normalmente muy baja (del orden del 5%) con respecto de los otros cargos.

El transmisor recibe como remuneración variable, la diferencia entre lo que pagan los Agentes por toda la energía retirada en el Mercado, evaluada a precio marginal y con su respectivo factor de nodo, menos la remuneración que reciben los generadores por toda la energía vendida en el Mercado, liquidada a precio marginal y empleando el Factor de Nodo. Cuando el CENACE determina que un transmisor es responsable por alguna restricción que obligue al despacho de unidades más costosas que

el precio marginal, está obligado a pagar por los sobre costos que ésta operación implica.

5.1.5 Costo de la Energía bajo Restricciones e Inflexibilidades Operativas.-

El despacho económico considera las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema, o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades de operación.

La generación producida por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas es la que, por sus características técnicas, debe permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal en la barra de mercado. Así tenemos:

a.- Generación Obligatoria

- Por confiabilidad y seguridad del SNI, corresponde a la generación e importación despachados exclusivamente para atender la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad integral o de un área del SNI, acorde con las regulaciones y procedimientos vigentes, independiente de las restricciones de la red.
- Por cobertura de demanda, corresponde a la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano y corto plazo para cubrir la demanda del sistema, que no pueden ser retiradas de operación, debido a que por sus características operativas, deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independiente de las restricciones de la red.

Se remunera al CVP, considerando que la energía bruta producida es cubierta por los agentes beneficiarios del SNI o del área correspondiente, en forma proporcional a la energía que retiren del mercado.

b.- Generación Forzada

- Por restricciones de la red, es la generación e importación que, debido a limitaciones en la red del trasmisor o la de un agente del MEM, deben ser consideradas en el despacho económico con restricciones. Estas restricciones, corresponden a limitaciones operativas declaradas por el trasmisor o el agente, referidas a su topología existente o a aquella comprometida a ser corregida dentro de un plazo aprobado por el CONELEC.
- Por calidad de servicio local, es la generación e importación que deben ser ingresadas en el despacho económico con restricciones, para cumplir localmente con los niveles de calidad establecidos.

Se remunera al CVP, considerando que la energía bruta producida es cubierta por los agentes causantes de la restricción (considerando los tiempos mínimos de operación de las unidades).

c.- Generación Inflexible

- Cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas, dentro de los límites declarados por los agentes y aceptados por el CENACE.

La energía neta adicional, sobre la potencia despachada, se remunera al precio del mercado.

d.- Generación no Solicitada

- Es la generación ingresada al sistema, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo



dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el agente.

La energía producida por esta causa no será remunerada al agente respectivo.

5.2 POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICION (PRPD)

Es la cantidad de potencia activa que es remunerada a cada generador. El cálculo lo efectúa el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año, y los valores calculados tienen vigencia los siguientes doce meses (período octubre - septiembre).

Las bases para el cálculo son:

- Simulación de la operación económica del sistema, para período oct.- sep.
- Simulación para asignar la PRPD, para cubrir la demanda máxima (período nov - feb).
- Escenarios hidrológicos considerados (hidrología seca).
- Reserva de generación, para cada trimestre.
- Costos variables de producción.
- Programa de mantenimiento.
- Disponibilidad de potencia. (Tasa de salida forzada)

La Potencia Remunerable Puesta a Disposición, corresponde al promedio aritmético de las potencias máximas horarias con que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica despacha, durante las horas punta y de demanda media, en cada uno de los meses de hidrología seca, tomando como base la estadística hidrológica de un año seco (probabilidad de excedencia de 90% mensual), y con el que se cubre la curva de demanda proyectada con la generación del parque disponible.

Si al efectuar los cálculos, la potencia disponible resulta insuficiente durante uno o más meses para llenar la curva de carga, se toma el siguiente año menos seco de la estadística y así sucesivamente, hasta cumplir la condición de cobertura de la carga.

Para el caso de las unidades térmicas, en la simulación se considera su factor de disponibilidad.

Las horas de operación en la punta de una central hidroeléctrica, a considerar para el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, corresponden al período horario de punta establecido en el reglamento de tarifas.

Para las restantes unidades de generación, se las agrega en orden de mérito, de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del período de la simulación (noviembre-febrero).

5.3 POTENCIA MEDIA PUESTA A DISPOSICION (PMPD)

Para la determinación de la PMPD hay que tener en cuenta ciertas consideraciones como:

1) Plantas Hidroeléctrica y Unidades de Vapor

- La PMPD diaria, es determinada como el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los bloques de demanda media, y punta.
- La PMPD mensual, se la determina como el promedio aritmético de las PMPD diarias.

2) Unidades Térmicas excepto de Vapor

- La PMPD se determina diaria y mensualmente, como el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los bloques de demanda base media y punta.
- Cuando una unidad se encuentra en mantenimiento programado y no se puede cubrir la demanda del sistema, la PMPD de la unidad en mantenimiento es igual a la diferencia entre su PRPD y la máxima potencia despachada de la unidad reemplazante.

La potencia a ser remunerada es el mínimo valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) y la Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD).

5.4 LIQUIDACION DE LA (PRPD)

Para la liquidación tenemos que tener en cuenta ciertos requerimientos y análisis de información.

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) de los generadores, calculada por DPL.

- Potencias Medias Puesta a Disposición de generadores (PMPD), definidas por DOP.
- Períodos de ingreso de unidades reemplazantes que no tiene asignada PRPD, definida por DOP.
- Potencia despachada de las unidades reemplazantes que no tiene asignado PRPD, definida por DOP.

Para el proceso de liquidación de la Potencia remunerable puesta a disposición hay que tener en cuenta:

- Liquidación diaria de generadores (referenciales)
- Liquidación mensual de generadores

$$\text{REMGEN}_i = \min (\text{PRPD}_i, \text{PMPD}_{i\text{diaria}}) \cdot \$P_{\text{pdia}}_i$$

donde:

PRPD_i , es la potencia remunerable puesta a disposición del generador i

PMPD_i , es la potencia media puesta a disposición del generador i

$\$P_p$, es el precio de la potencia prorrateado

$$\text{PMPD}_i = \text{Promedio} (\text{PMPD}_{i\text{diaria}})$$

Los reemplazos sujetos a remuneración, son aquellos que no tienen asignados PRPD y las condiciones para esos reemplazos son:

- Cuando existen generadores indisponibles por mantenimientos programados.
 - Para cuando no se cubre la demanda con generadores Remunerados por PRPD.
 - Para cuando un generador incumple el plazo para la realización del mantenimiento programado.

- Cuando existe salidas forzadas y mantenimientos emergentes.
 - Por indisponibilidad parcial.
 - Por indisponibilidad total.

La formulación para el proceso de liquidación de reemplazos a generadores por PRPD cuando tienen salidas forzadas, mantenimientos emergentes, fuerza mayor o caso fortuito:

Por indisponibilidad total

$$REMP_r = P_p\$ * \min (PRPD_i, PDES_r) * \max (T_{fi}, 24) / \# \text{ hmes}$$

Donde:

$REMP_r$, remuneración de potencia de reemplazo.

$PRPD_i$ = Potencia remunerable puesta a disposición del generador i indisponible.

T_{fi} = Tiempo de la indisponibilidad del generador i .

Liquidación de la potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) en la verificación de la disponibilidad de generadores:

$$DES\text{PRPD}_i = P_p\$ * \text{PRPD}_i * [\min(T_{vi}, 3 \text{ meses}) / \# \text{ h mes}]$$

Donde:

$DES\text{PRPD}_i$ = Descuento a la potencia remunerable del generador i por prueba fallida.

T_{vi} : Tiempo comprendido entre la fecha de la última operación o verificación, lo que suceda más tarde, hasta la fecha en que se produjo la prueba fallida.

Liquidación de la potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) en la verificación de la disponibilidad de generadores.

El generador recibirá por la energía producida el costo marginal de mercado, durante el período de pruebas:

$$\text{REMGEN}_i = \text{CM} * E_{\text{brutai}}$$

5.5 RESERVA ADICIONAL DE POTENCIA (RAP)

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

La remuneración de la reserva adicional de potencia $\text{REMRAP}_g\$$ de cada generador g , se la efectúa con el precio de la potencia $\text{PRSP}_\$$ 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 $P_p\$$:

$$PRAP\$_{semanal} < P_p\$_{semanal}$$

$$REMRAP\$_{gdiaria} = \min (PRAP\$_{diaria}, P_p\$_{diaria}) * RAPOT_g$$

Donde,

$REMRAP\$_{gdiaria}$, es la remuneración diaria a cada generador g por reserva adicional de potencia.

$RAPOT_g$, es el monto de reserva adicional de potencia del generador g considerado para remuneración.

$PRAP\$_{diaria}$, es el precio licitado de la reserva adicional de potencia prorrateado diariamente.

$P_p\$_{diaria}$, es el precio de la potencia a remunerar prorrateado diariamente.

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

5.6 REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

Cada mes el CENACE debe evaluar la remuneración por Regulación Secundaria de Frecuencia $REMRSF\$_g$, que se deba efectuar a cada generador g designado.

Para el efecto es necesario considerar que el precio al cual deben ser remunerados estos generadores, es al precio de la potencia puesta a disposición $P_p\$$. De ésta manera la remuneración a cada generador queda definida de la siguiente manera:

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

Siendo,

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

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

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

Donde,

$\% \text{RSF}_g$, es el porcentaje asignado al generador g para RSF.

POTDEM , es la demanda total del sistema, demanda más pérdidas.

HMES , son las horas del mes.

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

El precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital, más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica, para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

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, es definido cada cinco años por el CONELEC. Con el costo anteriormente señalado se remunera la PRPD y RSF.

6. LIQUIDACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El CENACE efectúa la liquidación de transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado ocasional.

Para las transacciones en el MERCADO OCACIONAL, el CENACE liquida diariamente a los generadores, distribuidores y grandes consumidores y establece mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los agentes del MEM, respecto de las transacciones de potencia y energía realizadas, otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión, y peajes de distribución.

Para los contratos a plazo, cuando es aplicable, 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. Los generadores reciben su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía eléctrica, calculada a partir de los valores netos entregados. Deben además pagar y cobrar, según corresponda, por los otros servicios que reciban o presten al sistema.

6.1 LIQUIDACION DE POTENCIA

El CENACE establece mensualmente el valor que reciben cada uno de los generadores por la cantidad de potencia remunerable puesta a disposición, por reserva adicional de potencia y por reserva para regulación de frecuencia.

En los meses en los que la unidad o planta esté indisponible total o parcialmente, se aplica el menor valor entre la PRPD y la PMPD en ese mes. Adicionalmente, informa a cada uno de los agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, la cantidad de potencia que por estos conceptos deba ser considerada en tales contratos, cuando sea aplicable.

Cargo Equivalente de Energía (CEP), este cargo corresponde a la relación entre la remuneración total; que los generadores e importadores deben percibir por potencia reactiva, reserva adicional de potencia y regulación secundaria de frecuencia, arranque y parada y reemplazos en el mes de evaluación y la correspondiente energía a recibir en horas de demanda media y punta de los generadores, distribuidores, grandes consumidores y exportadores; en los respectivos nodos de cada agente receptor.

Para el proceso de determinación del CEP se necesita la siguiente información:

- Acumulación diaria de la energía, de cada agente distribuidor, a ser evaluada con el CEP.
- Energía mensual total, de los distribuidores, a ser evaluada con el CEP.
- Acumulación mensual de las remuneraciones efectuadas a los generadores por:
PRPD, RAP, A & P, RSF Y REEMPLAZOS.

Liquidación a Distribuidores. Para el pago de los diferentes valores por potencia a los generadores se establece el cargo equivalente de energía CEP, definido:

$$\text{CEP} = \text{REMPOT} / \text{ENERTODEM}_{\text{media,punta}} \text{ [$/KWH]}$$

Donde la $\text{ENERTODEM}_{\text{media,punta}}$ es la energía total, demandada por los agentes distribuidores en horas de demanda media y punta.

Para cada distribuidor i el pago por potencia será:

$$\text{PAGODIS}_i = \text{ENERTODEM}_{\text{media,punta } i} * \text{CEP}$$

El reglamento de funcionamiento del MEM establece la obligatoriedad de todos los generadores de mantener las reservas de potencia para RPF.

El incumplimiento del mantenimiento de dicha reserva conlleva a un pago por parte del generador que incumple, a un generador que tiene exceso de reserva:

$$\text{PAGOGENRPF} = |(\text{COMPRPF} - \text{APORTEPRPF})| * \$P_p$$

$$\text{si } (\text{COMPRPF} - \text{APORTEPRPF}) > 0$$

$$\text{REMGENRSF} = |(\text{COMPRPF} - \text{APORTEPRPF})| * \$P_p$$

$$\text{si } (\text{COMPRPF} - \text{APORTEPRPF}) < 0$$

Donde $\$P_p$ es el precio de la potencia remunerable.

6.2 LIQUIDACION DE ENERGIA

De la Energía a Entregar.

Para cada agente del MEM y, para cada hora del día, el CENACE establece la energía que es entregada al sistema.

Cada unidad de energía que es entregada, es valorada horariamente por el CENACE al costo marginal en el nodo de entrega correspondiente.

Para las transacciones realizadas en el mercado ocasional, el CENACE establece horariamente los valores que se acreditan a cada agente del MEM.

Adicionalmente, el CENACE informa a los agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, las cantidades de energía que son despachadas en cumplimiento de las transacciones realizadas en tales contratos.

De la Energía a Recibir.

La energía que producen para que los generadores cumplan los contratos a plazo, así como la energía que reciben los exportadores, distribuidores o grandes consumidores, agentes receptores del MEM, es establecida por el CENACE para cada hora del día.

Cada unidad de energía recibida es valorada horariamente por el CENACE al costo marginal en el nodo de recepción correspondiente.

Para las transacciones realizadas en el mercado ocasional, el CENACE establece horariamente los valores a debitarse a cada agente receptor.

Adicionalmente, el CENACE informa a los agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, las cantidades de energía que son despachadas en cumplimiento de las transacciones realizadas en tales contratos.

Para las liquidaciones de energía hay que tener en cuenta la información de los agentes distribuidores y generadores.

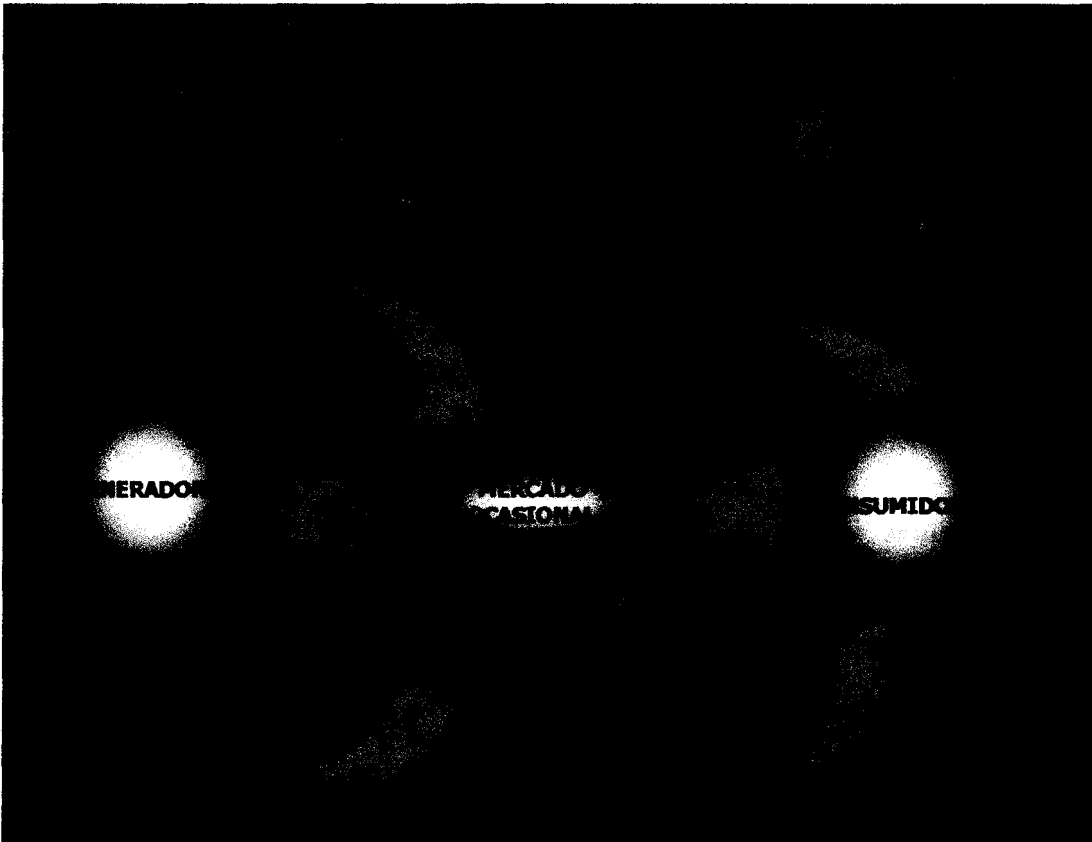
- Energía recibida hora por hora (especialmente en áreas desconectadas del CENACE o en condiciones de emergencia)
- Detalle de generación horaria de todas las centrales aún no encendidas
- Energía neta generada hora por hora por todas las centrales / máquinas
- Energía bruta generada hora por hora por todas las centrales / máquinas
- Consumo de auxiliares de las centrales / máquinas que no han sido despachadas por el CENACE.

Liquidaciones de Energía a Distribuidores

- Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional
- Pago por saldo de energía de contratos
- Pago por inflexibilidades operativas
- Pago por restricciones operativas
- Pago por contratos a Ecuapower, Electroquil, Energycorp

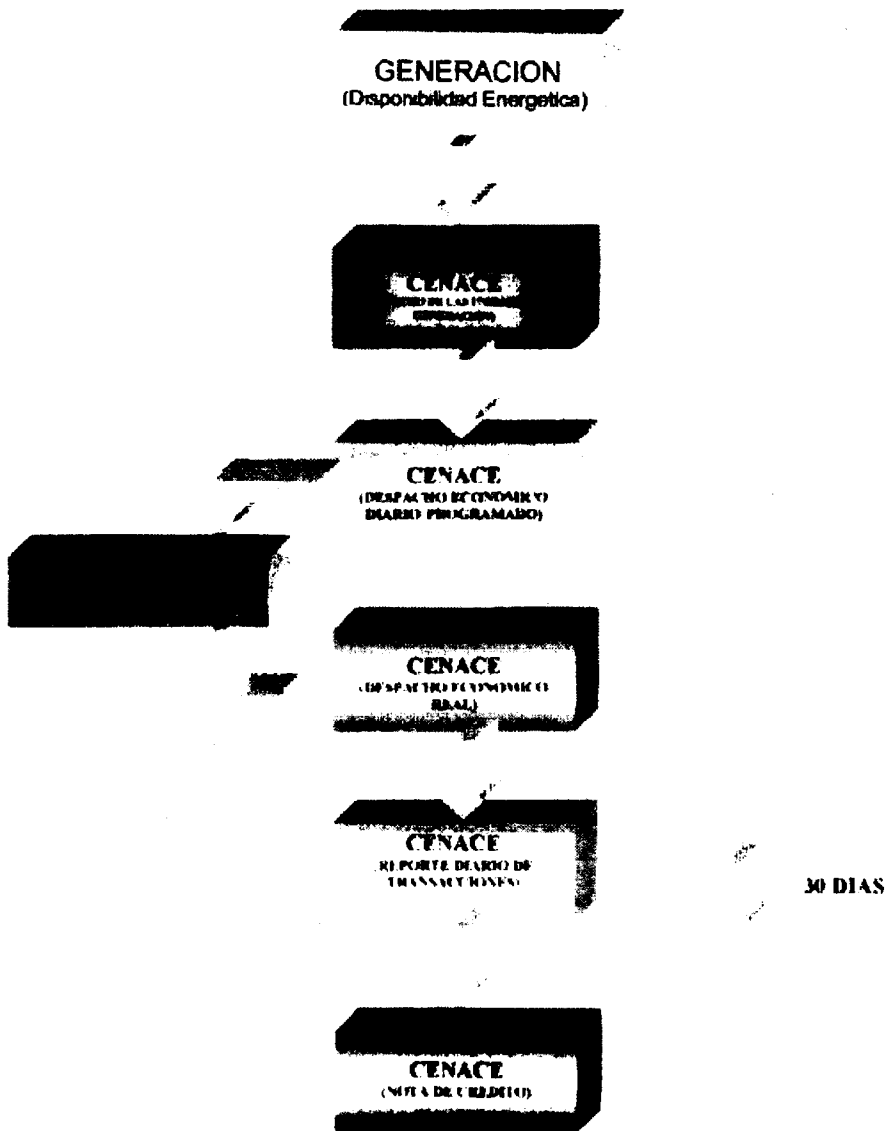
Liquidaciones de Energía a Generadores

- Ingreso por energía vendida en el Mercado Ocasional
- Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional
- Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional para consumos de auxiliares
- Ingreso por inflexibilidades operativas
- Pago por inflexibilidades operativas del sistema de generación



6.3 LIQUIDACION DE POTENCIA Y ENERGIA PARA UNA HORA DETERMINADA

DIAGRAMA FUNCIONAL DE LOS PROCESOS DE LIQUIDACION DE POTENCIA Y ENERGIA



El CENACE como ente regulador, es el encargado de efectuar las liquidaciones de transacciones de energía y potencia, que se realizan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

El proceso de liquidación se cumple diariamente con los generadores, distribuidores y grandes consumidores; estableciendo así obligaciones y derechos comerciales mensuales de cada uno de los agentes que conforman el MERCADO OCASIONAL.

Para dicho efecto hay que considerar las transacciones de potencia y energía realizadas, más otras diversas remuneraciones aplicadas a la generación, así como también las tarifas de transmisión y los peajes de distribución.

Dentro del proceso de liquidación existen dos operaciones: las liquidaciones de potencia y las liquidaciones de energía.

Cada una de ellas cuentan con parámetros distintos de considerar, así para las liquidaciones de energía se deben tomar en cuenta:

- La energía entregada al sistema
- La energía recibida por los agentes comercializadores

Las cuales son establecidas por el CENACE, con su correspondiente valoración horaria, tomando siempre como referencia el costo marginal, en el nodo de entrega respectivo.

Para las liquidaciones de potencia, la atención se centra en:

- La potencia remunerable puesta a disposición

- La reserva adicional de potencia

- La reserva para regulación de frecuencia

Todas ellas pertenecientes a los agentes generadores, los cuales reciben mensualmente una remuneración por cada una de ellas, preestablecida por el CENACE.

Para poder ilustrar un poco más este proceso, se procede a mostrar una liquidación efectuada por el CENACE, el miércoles 18 de julio del 2001, a las 14:00 horas dentro del SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

Lo primero que se debe verificar, es el Despacho Económico Diario Programado, por el CENACE, el cual permite establecer el tiempo real de operación de cada unidad generadora, el ingreso al sistema de cada una de ellas, la variación de carga y, la salida de las unidades de generación. Con ésta información se intenta planificar una correcta y continua entrega de Energía y Potencia al Sistema, pudiendo coordinar eficazmente las operaciones de los generadores en el MERCADO OCASIONAL.

Posteriormente se efectúa el Despacho Económico Real, el mismo que no debería diferir en mucho del programado. Dentro de éste paso se establecen los costos ponderados en las bandas: base, media y máxima, lo cual permite proyectar los costos ponderados para un día y para un mes.

El CENACE, elabora el “Despacho Económico Diario Programado”, con toda la tabla de información sobre la distribución de la energía generada en nuestro territorio, con su correspondiente estimación de costos, para poder satisfacer la demanda requerida por el sector eléctrico ecuatoriano.

Dentro de la información perteneciente al “Despacho Económico Diario Programado”, podemos encontrar datos sobre la cantidad de energía que produce, y entrega a su vez al sistema cada unidad generadora, sea esta hidráulica o térmica, mostrando su respectivo horario de entrada y salida;

planificando de ésta manera un correcto y eficaz despacho de energía al sector.

Conociendo diariamente las cantidades, tanto de energía suministrada, como del combustible utilizado para su generación, se calculan los costos variables, permitiendo tener un marco referencial, sobre las pérdidas y ganancias que pudieran suceder al comercializar la energía día a día.

Se obtiene además, el precio marginal ponderado, para cada una de las demandas correspondientes, esto es para la demanda base, media y punta, los cuales resultan del promedio del precio de mercado de una jornada de distribución, y la comercialización en cada una de las bandas de demanda requerida.

Se puede concluir que el “Despacho Económico Diario Programado”, es un “patrón” sobre el cual se pueden establecer límites de tolerancia, sin que los mismos pudieran alcanzar grandes alteraciones, puesto que es elaborado en base a datos estadísticos de demandas y con información veraz, proporcionada por cada una de las unidades generadoras, contando siempre con la supervisión y control del CENACE, el cual se encarga de hacer y hacer cumplir las reglamentaciones que el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA requiere para realizar una eficiente distribución de la energía.



DESPECHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

En Operación de tiempo real al ingresar, verificación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

Fecha: miércoles 18 de julio de 2001

EMPRESA	HORA	SECTOR	DEMANDA	UNIDAD	PRECIO	TIPO
SALU	01	SISTEMA	1000.00	M-PAUTE	4.935	85.0
				E-GZ-TV3	4.908	166.9
SALU	02	SISTEMA	805.70	M-PAUTE	4.908	88.3
				E-GZ-TV3	4.898	127.0
SALU	03	SISTEMA	847.30	M-PAUTE	4.918	88.3
				E-GZ-TV3	4.918	127.0
SALU	04	SISTEMA	895.20	M-PAUTE	4.914	81.4
				E-GZ-TV3	4.914	124.6
SALU	05	SISTEMA	1441.70	M-PAUTE	4.977	44.6
				E-GZ-TV3	4.977	146.0
SALU	06	SISTEMA	1733.80	M-PAUTE	4.873	47.0
				E-GZ-TV3	4.873	142.8
SALU	07	SISTEMA	182.40	M-PAUTE	4.800	61.9
				E-GZ-TV3	4.800	154.9
SALU	08	SISTEMA	279.30	M-PAUTE	4.828	86.6
				E-GZ-TV3	4.828	196.8
SALU	09	SISTEMA	1219.30	M-PAUTE	4.917	111.3
				E-GZ-TV3	4.917	220.8
SALU	10	SISTEMA	1346.90	M-PAUTE	4.824	118.3
				E-GZ-TV3	4.824	286.3
SALU	11	SISTEMA	1391.20	M-PAUTE	4.825	121.3
				E-GZ-TV3	4.825	281.2
SALU	12	SISTEMA	4.0	M-PAUTE	4.824	118.6
				E-GZ-TV3	4.824	158.8
SALU	13	SISTEMA	1342.40	M-PAUTE	4.815	130.6
				E-GZ-TV3	4.815	247.9
SALU	14	SISTEMA	1367.90	M-PAUTE	4.897	134.9
				E-GZ-TV3	4.897	256.6
SALU	15	SISTEMA	1346.00	M-PAUTE	4.898	137.4
				E-GZ-TV3	4.898	256.6
SALU	16	SISTEMA	1328.50	M-PAUTE	4.849	117.7
				E-GZ-TV3	4.849	256.3
SALU	17	SISTEMA	1377.10	M-PAUTE	4.823	116.5
				E-GZ-TV3	4.823	245.8
SALU	18	SISTEMA	1870.00	M-PAUTE	4.817	118.9
				E-GZ-TV3	4.817	307.7
SALU	19	SISTEMA	1842.00	M-PAUTE	4.801	110.4
				E-GZ-TV3	4.801	286.0
SALU	20	SISTEMA	1898.50	M-PAUTE	4.874	112.6
				E-GZ-TV3	4.874	281.9
SALU	21	SISTEMA	1468.90	M-PAUTE	4.828	83.9
				E-GZ-TV3	4.828	241.9
SALU	22	SISTEMA	1226.10	M-PAUTE	4.876	77.4
				E-GZ-TV3	4.876	187.8
SALU	23	SISTEMA	1053.40	M-PAUTE	4.844	152.3
				E-GZ-TV3	4.844	152.3

2007.1

ENERGIA COMBUSTIBLES(GM)	9.0	120	13.8300
Corto Variable Dólar	0.8900	1.136.9	

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.

Las valores de generación horaria se consideran la reserva asignada para reservas totales de su potencia efectiva para el período hora - Segundo 2001.

Para realizar consultas respecto a los datos de generación de energía para el período hora y mes, consulte el sitio de Internet: www.cenace.gub.ve.

Los valores declarados por los agentes para el mes de julio con precios referenciados de combustibles vigentes para la semana 120701 - 180701.

Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL. Fuel oil 4 (Barrel) = 0.31959 US\$Dólar. Diesel 2 = 0.81974 US\$Dólar. (Incluyen margen de comercialización)

EN BARRA DE SEÑALADO

300 miles de dólares

DISTRIBUCION DE GENERACION

MONEDA	MW	%
TERMINICA	3348.7	17.3

En Barro de Mercado (USD/MWh)

Forma de Pago	Costo
Dem. Fija	4.98
Dem. Med.	4.92
Dem. Libre	4.98

Precio Marginal ponderado

El CENACE al igual que elabora un "Despacho Económico Diario Programado", elabora también el reporte del "Despacho Económico Real", el cual va servir para poder establecer caracteres de comparación entre lo programado y lo realmente ejecutado.

El contenido de éste informe es exactamente igual al despacho programado, con la salvedad que la información que el mismo proporciona ésta vez no es estimada, sino real. Esto se debe, que son datos de lo sucedido durante una jornada diaria de trabajo.

Permite encontrar los costos variables, utilizando la información de la energía emitida con su costo correspondiente por el combustible utilizado. Además proporciona exactamente el valor del costo marginal horario (λ) en la barra de mercado, ésta vez no usa aproximación, sino el que realmente se comercializó a lo largo del día.

De esta manera con el "Despacho Económico Real" se pueden realizar proyecciones tanto de demanda, como del costo marginal en la barra de mercado, siendo obvia su importancia para a su vez poder elaborar el "Despacho Económico Diario Programado", debido que sirve de parámetro para poder dilucidar cómo será el comportamiento del sistema de distribución y comercialización para el día siguiente.

Por último al realizar la comparación entre lo programado y lo que realmente se ha distribuido, se llegan a obtener conclusiones, tanto en el aspecto económico estableciendo un estado de pérdidas y ganancias de acuerdo a lo planificado, como en el aspecto operativo del MERCADO SPOT, pues su comportamiento está sujeto a variaciones constantes debido, tanto a la demanda requerida, como a la disponibilidad de las unidades generadoras para poder realizar un correcto despacho de energía al Sistema Nacional Interconectado, permitiendo con esto afianzar los parámetros de calidad y continuidad en el servicio del fluido eléctrico.



DESPACHO ECONOMICO REAL

FECHA: 18/07/01

DIA: MIERCOLES

Hora de Publicación 10:19:34 a.m.

EMPRESA	HORA	102	15	18	12	2.3	1.4	9	11.2
	00:00	830.9		9.8	12				
	01:00	833.5	90.3	9.8	12	2.2	1.4	1	11.9
	02:00	856.2	92	8.9	13.5	2.5	1.4	1.1	11.9
	03:00	887		8.9	13.5	2.5	1.4	1.2	11.9
	04:00	882	90.3	8.9	13.5	2.5	1.4	1.2	11.9
	05:00	892.5	92.3	8.9	13.5	2.5	1.4	1.2	11.9
	06:00	889	88.9	8.9	13.5	2.5	1.4	1.2	11.9
	07:00	889	88.9	8.9	14.5	6.3	1	1.2	11.9
	08:00	803.9	89.1	8.9	22	8.4	8	1.2	11.9
	09:00	819.1	90.3	8.2	22	8.4	8	1.2	11.9
	10:00	829.2	112.7	8.2	22	3.2	1.2	1.2	11.9
	11:00	863.4	121.5	8.2	22	3.2	1.2	1.2	12.3
	12:00	885.5	119.5	8.2	22	3.2	1.4	1.2	11.9
	13:00	884	120.5	8.2	22	3.2	1.4	1.1	11.9
	14:00	859.3	121.5	8.2	22	3.2	1.4	1.1	11.9
	15:00	866.3	121.5	8.2	22	3.2	1.4	1.1	13
	16:00	807.3	120.5	9.1	21	3.2	1.4	1.1	13
	17:00	895.7	120.5	9.6	20	3.4	1.4	1.2	13
	18:00	871	120.4	9.6	20	5.3	1.4	1.2	13
	19:00	1008.8	121.4	9.6	30.4	6	1.4	1.2	11.9
	20:00	1019.3	152.4	9.6	30.4	2	1.4	1.2	12.2
	21:00	1000.3	156.6	9.8	30.4	8	1.4	1.2	13
	22:00	906	152.5	9.8	30.4	2	1.4	1.2	13
	23:00	891.8	153.6	9.8	31.4	2	1.4	1.2	13
	24:00	896	152.7	9.8	28.4	3.2	1.4	1.2	13
		862.3	152.6	8.9	17	3.2	1.4	1.1	13
		862.3	150.6	8.9	15	3.2	1.4	1.1	12.1
Subtotal		1816.8	1274	210.7	210.7	210.7	210.7	210.7	210.7
EN BOMBAS		4.83	3	3	3	3	3	3	3



DES-PACHO ECONÓMICO REAL

CODIGO	NOMENCLATURA	PRECIO PROMEDIO	PRECIO ALTA	PRECIO BAJA	PRECIO PROMEDIO	PRECIO ALTA	PRECIO BAJA	PRECIO PROMEDIO	PRECIO ALTA	PRECIO BAJA	PRECIO PROMEDIO	PRECIO ALTA	PRECIO BAJA	TOTAL (MILLONES DE QUILÓMETROS CUBICOS)	PRECIO PROMEDIO (MILLONES DE QUILÓMETROS CUBICOS)	UNIDAD MEDIDA	
01	01	17,9			1070,3									4,84	1687,1	M ³ -PAUTE	
02	02	154,3	12,8	18,8	997,4									4,84	976,18	M ³ -PAUTE	
03	03	133,1	12,8	18,8	894,9									4,84	884,18	M ³ -PAUTE	
04	04	132,3	12,8	18,8	841,4									4,84	828,18	M ³ -PAUTE	
05	05	133,4	12,8	18,8	808,9									4,84	795,18	M ³ -PAUTE	
06	06	135,4	12,8	18,8	668,3									4,84	655,18	M ³ -PAUTE	
07	07	135	12,8	18,8	1188,7									4,88	1175,7	M ³ -PAUTE	
08	08	135	12,8	18,8	1180,4									4,88	1167,8	M ³ -PAUTE	
09	09	135,1	12,8	18,8	1086,1									4,88	1073,8	M ³ -PAUTE	
10	10	132,4	12,8	18,8	1286,3									4,88	1273,8	M ³ -PAUTE	
11	11	133,1	12,8	18,8	1241,4									4,81	1228,8	M ³ -PAUTE	
12	12	135,1	12,8	18,8	1384,4									4,82	1371,8	M ³ -PAUTE	
13	13	132,3	12,8	18,8	1382,3									4,82	1369,8	M ³ -PAUTE	
14	14	132,3	12,8	18,8	1316									4,82	1303,8	M ³ -PAUTE	
15	15	132,3	12,8	18,8	1377,4									4,82	1364,8	M ³ -PAUTE	
16	16	132,3	12,8	18,8	1388,3									4,82	1375,8	M ³ -PAUTE	
17	17	132,4	12,8	18,8	1385,9									4,82	1373,8	M ³ -PAUTE	
18	18	132,4	12,8	18,8	1351,3									4,82	1338,8	M ³ -PAUTE	
19	19	132,4	12,8	18,8	1488,9									4,82	1475,8	M ³ -PAUTE	
20	20	131	12,8	18,8	1867,8									4,82	1854,8	M ³ -PAUTE	
21	21	131,8	13,8	21,8	1811,4									4,91	1800,4	M ³ -PAUTE	
22	22	131,8	13,8	21,8	1886,4									4,88	1875,4	M ³ -PAUTE	
23	23	131,8	13,8	21,8	1722,3									4,84	1709,3	M ³ -PAUTE	
24	24	131,8	13,8	21,8	1411,3									4,87	1398,3	M ³ -PAUTE	
25	25	131,8	13,8	21,8	1256,7									4,88	1243,7	M ³ -PAUTE	
26	26	133,8	13,8	21,8	1073,8									4,88	1060,8	M ³ -PAUTE	
TOTAL																	

L. 37.283

(1) Costo Marginal Horario (En La Barra De Mercado)
 Nota: Barra de Mercado: SE Pesquetas (228 HV)

Entre las obligaciones del CENACE está también la de elaborar un “Reporte Diario de Transacciones de Generación”, el cual debe constar de información operativa y económica de cada una de las unidades generadoras que conforman el MERCADO SPOT.

En la parte operativa se introducen datos sobre la generación neta de cada agente, así como también de su desenvolvimiento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, proporcionando información sobre la energía contratada en barras de generación, energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir contratos, energía recibida para consumo de auxiliares, y la generación vendida en el Mercado Ocasional. De ésta manera se establece una completa síntesis de todo lo realizado por cada agente generador durante una jornada diaria dentro del Mercado Ocasional.

En el aspecto económico se realiza un verdadero estado de pérdidas y ganancias, estableciendo los resultados de las ventas de energía generada contra los costos que las mismas representan. Así su contenido comprende información sobre: Ingresos por generación vendida en el MEM, pagos por energía comprada en el Mercado Ocasional. Para cumplir contratos, ingresos por generación obligada por demanda, ingresos por generación obligada por seguridad del sistema, ingresos por generación obligada por seguridad del área, ingresos por generación forzada, pagos por consumo de auxiliares, pagos a la generación obligada por demanda, pagos a la generación obligada por seguridad del sistema, pagos a la generación obligada por seguridad de área y el pago a la generación forzada.

Con la realización diaria del reporte de transacciones de generación se muestra comparativamente los aspectos operativos y comerciales de los agentes generadores, pudiendo constatar el funcionamiento de los mismos dentro del Mercado Ocasional.

CORPORACION CENACE

REPORTE DIARIO DE TRANSACCIONES DE GENERACION

FECHA: JULIO 2001
 DIA: 18

GENERACIONES	REPORTE DE ENERGIA DE GENERADORES (MWH)					REPORTE ECONOMICO DE GENERADORES (USD)								
	Generación base	Estrategia Contratación en el Mercado de Generación	Estrategia Compra en el P.O. para cubrir contratos	Estrategia Naciónes para Consumo de Auxiliarios	Generación Intercambio Occasional	Ingresos por Ventas en el Mercado Contractual	Ingresos por Compraventa en P.O. Para cubrir contratos	Ingresos por Generación Demandada	Ingresos por Generación Seguridad del Sistema	Ingresos por Generación Seguridad del Área	Pago por Compras de Auxiliarios	Pago a la Generación Demandada	Pago a la Generación Seguridad del Sistema	Pago a la Generación Seguridad del Área
GENCO AGRIANA	3,837.71	1,738.75	0.00	0.00	1,091.95	50,833.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ARMAYO	32.03	0.00	0.00	0.00	32.03	1,989.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL CARMEN	174.37	0.00	0.00	0.00	793.37	37,518.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL ORO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	7.75	0.00	0.00	0.00	7.25	433.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL TAMBORA	10.18	0.00	0.00	0.00	10.18	629.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROCOMANCOR	20.39	0.00	0.00	0.00	36.96	1,663.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELABO	54.30	0.00	0.00	0.00	54.30	3,511.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	790.99	0.00	0.00	0.00	790.99	46,834.01	0.00	0.00	254.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	27.22	0.00	0.00	0.00	27.22	1,342.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	292.64	0.00	0.00	0.00	292.64	14,366.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	14.84	0.00	0.00	0.00	14.84	884.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	92.36	18.37	11.29	29.31	87.48	5,823.84	683.90	174.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELISA COLOMBIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	19,441.51	9,117.68	0.00	0.00	10,323.83	449,837.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	210.39	422.73	325.08	0.00	112.73	5,833.25	16,431.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	4,519.68	970.46	0.00	5.44	3,548.22	178,386.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	98.30	0.00	0.00	12.06	98.20	5,126.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	9.14	0.00	0.00	0.00	9.14	512.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROELITE	1,312.40	516.87	173.20	0.00	968.44	47,438.43	8,398.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	309.03	0.00	0.00	0.00	309.03	17,109.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL PASO	30,845.14	12,792.66	511.56	35.14	18,594.55	895,315.99	25,680.99	431.34	0.00	0.00	1,000.50	6,496.96	1.04	0.00
TOTAL														

Nota (1): Liquidación referencial sujeta a análisis dentro de los plazos establecidos

De la misma manera que se realiza un reporte diario de transacciones para la generación, el CENACE emite diariamente un "Reporte de Transacciones de Distribución", con información similar a la anterior, sino que ésta vez se centraliza en analizar los parámetros de distribución de la energía, con su correspondiente comportamiento económico, teniendo que recavar información de los agentes distribuidores y no de los generadores.

Se divide también, como para los generadores, en dos aspectos: el operativo y el económico.

Para el aspecto operativo se toma en cuenta la información proporcionada por los agentes distribuidores que pertenecen al Mercado de Contratos. La misma que comprende los siguientes parámetros: la energía recibida, energía contratada en barras de generación, energía comprada en el Mercado Ocasional y el saldo de energía de contratos. Esta información es emitida diariamente por parte de cada agente distribuidor hacia el CENACE.

En el campo económico se valoriza todo lo operativamente realizado, así se reciben datos sobre: el pago de energía comprada en el Mercado Ocasional, ingresos por saldos de energía de contratos, pagos a la generación obligada por demanda, pagos a la generación obligada por seguridad del sistema, pagos a la generación obligada por seguridad del área, pagos a la generación forzada y los pagos por cargos variables de transmisión.

Con la recopilación de ésta información se conforma el "Reporte Diario de Transacciones de Distribución", el cual, al igual que en el caso de la generación, permite mostrar el funcionamiento de los agentes distribuidores dentro del Mercado Ocasional, cumpliendo de esta manera el CENACE con la obligación de emitir información diaria de cada uno de los agentes que conforman el MEM, para dar una mayor transparencia a las actividades de generación, transmisión y distribución que se realizan dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

ORPORACION CENACE

EPORTE DIARIO DE TRANSACCIONES DE DISTRIBUCION

MES: JULIO 2001

DIA: 18

DISTRIBUIDORES	DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES (MWH)				REPORTE ECONOMICO DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES (USD)						
	Energía Recibida	Energía Contratada en Barras de Generación	Energía Comprada en el Mercado Ocasional	Saldo de Energía de Contratos	Pago por Energía Comprada en el Mercado Ocasional	Ingreso por Saldo de Energía de Contratos	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Demanda*	Pago a la Generación Obligada por Seguridad del Subgrupo*	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Área*	Pago a la Generación Forzada*	Pago por Cargos Variables de Transmisión
BIATO	847.76	609.68	188.81	0.00	9,437.73	0.00	11.48	0.00	0.00	26.53	1,640.22
ZOGLES	248.88	97.28	3.68	8.04	2,590.67	378.15	1.32	0.00	0.00	3.09	0.00
OLIVAN	122.91	74.09	51.66	0.00	2,557.61	0.00	1.77	0.00	0.00	4.58	120.08
OTOPAKI	449.91	276.84	189.19	0.00	9,889.84	0.00	5.80	0.00	0.00	13.44	1,459.83
SABRALDAS	672.98	108.97	578.43	0.00	33,997.47	0.00	10.82	0.00	0.00	18.59	2,801.78
OS RIOS	499.55	470.44	58.56	0.29	2,985.40	14.20	7.08	0.00	0.00	14.11	1,774.85
WUNAK	1,955.86	388.52	1,610.21	0.00	96,447.23	0.00	31.12	0.00	0.00	55.30	9,222.97
BLAGRO	609.27	834.31	35.46	24.82	1,770.53	1,188.59	12.48	0.00	0.00	23.30	0.00
LITO	7,287.42	5,093.69	2,738.79	0.00	161,738.78	0.00	96.19	0.00	0.00	197.91	30,587.43
ENT. SUR	1,447.93	1,153.27	357.66	0.00	15,915.67	0.00	21.35	0.00	0.00	42.83	0.00
EG. SUR	451.00	342.59	136.83	0.00	6,947.19	0.00	7.08	0.00	0.00	14.73	952.96
LONGO	1,019.21	863.24	184.43	0.00	9,677.99	0.00	15.84	0.00	0.00	29.48	3,662.77
EDAMBA	504.38	196.34	315.62	0.00	15,369.83	0.00	7.03	0.00	0.00	16.04	563.49
TA. ELBIA	609.83	537.62	86.07	0.00	4,369.20	0.00	10.16	0.00	0.00	269.96	7,215.18
TD. DINGO	650.12	593.09	56.03	0.00	5,823.77	0.00	9.88	0.00	0.00	19.88	2,493.03
MELCOR	8,414.65	0.00	8,414.65	0.00	428,526.70	0.00	123.81	0.00	0.00	220.45	0.00
TD. DINGO	2,204.21	0.00	2,204.21	0.00	110,738.51	0.00	33.91	0.00	0.00	58.68	0.00
MELCORTE	842.87	539.02	374.79	0.00	23,450.85	0.00	12.31	0.00	0.00	27.59	3,886.48
EMERLY CLARK(3)	46.62	46.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.00	0.00	0.74	246.95
GM(3)	34.56	34.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52	0.00	0.00	0.69	149.98
APLERMA(3)	151.90	151.90	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	0.00	0.00	3.17	142.85
BRSA(3)	40.53	40.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.00	0.00	1.12	233.98

El MERCADO OCASIONAL, a través del CENACE, emite diariamente reportes transaccionales, de las diversas operaciones comerciales que se efectúan en él. Estos reportes contienen información sobre: transacciones de energía, potencia, factor de potencia, y desvíos de reactivos por barra de interconexión.

A.- Reporte Diario de Transacciones de Energía.- Consta del resumen de las tablas de resultados de:

A.1.- Generación de Energía: Dá información sobre todas las cantidades de energía comercializada en ese día dentro de la gran bolsa energética. Debe constar de: la generación neta, la energía contratada en barras de generación, la energía comprada en el MERCADO SPOT para cumplir contratos, los consumos auxiliares y por último la generación vendida en el MERCADO OCASIONAL.

A.2.- Transacciones de la Generación: Se genera un estado de pérdidas y ganancias diario, debido a la operación de los agentes generadores dentro del MERCADO SPOT. Esta analogía contable deberá contener todas las operaciones mercantiles de compra y venta de la energía generada. Así se deben cruzar los ingresos por: generación vendida, generación obligada por demanda, generación obligada por seguridad del sistema, generación obligada por seguridad del área, y generación forzada; contra todos los pagos por efecto de: energía comprada en el MERCADO OCASIONAL, consumos de auxiliares, generación obligada por demanda, generación obligada por seguridad del sistema, generación obligada por seguridad de área y generación forzada.

A.3.- Distribuidores y Grandes Consumidores: Es toda la información de la energía entregada y recibida, por parte de los generadores, los distribuidores y grandes consumidores, transportada por el transmisor. Contiene datos de: la energía recibida, la energía contratada en las barras de

generación, energía comprada en el MERCADO OCASIONAL y los saldos de energía de contratos.

A.4.- Transacciones de los Distribuidores y Grandes Consumidores:

muestra la imagen comercial de las transacciones efectuadas por los agentes distribuidores y los grandes consumidores, es decir los resultados de la compra y venta de energía por parte de éstos agentes en el MERCADO OCASIONAL; cruzando información de ingresos por saldos de energía de contratos, contra todos los pagos ocasionales debido a: la energía comprada en el MERCADO SPOT, la generación obligada por demanda, generación obligada por seguridad del sistema, generación obligada por seguridad de área, generación forzada y los cargos variables de transmisión.

A.5.- Liquidación al Transmisor: es la diferencia valorada entre la generación, los distribuidores y grandes consumidores, la cual dá como resultado los ingresos por remuneración variable y el pago por generación forzada.

ORPORACION CENACE
 EPORTE DIARIO DE TRANSACCIONES

MES: JULIO 2001
 DIA: 18

RESUMEN DE GENERACION (MWh)		RESUMEN DE GENERACION (USD)	
ENERGIA CONTRATADA EN BARRAS DE GENERACION :	20,986.14	INGRESO POR GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL :	889,318.99
ENERGIA COMPRADA EN EL M.O. PARA CUMPLIR CONTRATOS :	12,960.81	PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL :	25,698.99
CONSUMO AUXILIARES :	511.36	PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES :	6,498.98
GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL :	1,187.29	INGRESO POR GENERACION OBLIGADA POR DEMANDA :	431.34
		INGRESO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DEL SISTEMA :	0.00
		INGRESO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DE AREA :	0.00
		INGRESO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DE AREA :	1,198.98
		PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR DEMANDA :	1.04
		PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DEL SISTEMA :	0.00
		PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DE AREA :	0.00
		PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DE AREA :	0.00
		PAGO POR GENERACION FORZADA :	0.00

RESUMEN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES (MWh)		RESUMEN DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES (USD)	
ENERGIA RECIBIDA :	20,533.39	PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL :	943,368.27
ENERGIA CONTRATADA EN BARRAS DE GENERACION :	12,960.81	INGRESO POR SALDO DE ENERGIA DE CONTRATOS :	1,288.74
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL :	17,628.99	PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR DEMANDA :	438.98
SALDO DE LA ENERGIA DE CONTRATOS :	33.14	PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DEL SISTEMA :	0.00
		PAGO POR GENERACION OBLIGADA POR SEGURIDAD DE AREA :	0.00
		PAGO POR GENERACION FORZADA :	1,948.91
		PAGO POR CARGOS VARIABLES DE TRANSMISION :	61,998.4

LIQUIDACION AL TRANSMISOR (USD)	
INGRESO POR REMUNERACION VARIABLE :	1,46,544.98
PAGO POR GENERACION FORZADA :	34.89

Nota (1) : Liquidación referencial sujeta a análisis dentro de los plazos establecidos
 Nota (2) : La Liquidación del Mercado de Contratos se ha efectuado conforme lo estipulado en la Regulación CONELEC-007/00

B.- Reporte Diario de Transacciones de Potencia.- De la misma manera que el CENACE emite información continua sobre las transacciones, también lo hace con las transacciones de potencia.

Este reporte debe constar de toda la información necesaria para establecer tanto la energía total demandada, como la potencia total a remunerar; para lo cual debe contener datos de: demanda máxima no coincidente diaria total, energía total recibida, precio de la potencia, precio de arranque y parada de las unidades generadoras, tarifa fija del agente transmisor, reserva de potencia (RP), potencia remunerable (PR), potencia promedio para RSF Y RRO, remuneración por arranque y parada, y el cobro a distribuidores por potencia y tarifa transmisora.

Se presenta como un cuadro con todo el desglose por agente para permitir establecer rangos, comparación y tendencias, dentro del comportamiento del MERCADO OCASIONAL.

CORPORACION CENACE
REPORTE DIARIO DE TRANSACCIONES DE POTENCIA

DIAS DE EVALUACION: 20010719
FECHA: 20010719

ENERGIA TOTAL DEMANDADA 1100-2400:	20,006,369.00	MWH
DEMANDA MAXIMA NO CONCORDANTE DIARIA TOTAL:	1,627,409.91	MW
ENERGIA TOTAL RECIBIDA 7100-2400:	20,006,479.00	MWH
PRECIO POTENCIA:	0.1628977	USD/MWH
PRECIO ARRANQUES Y PARADAS:	0	USD/MW
TARIFA PEA DE TRANSMISION:	0.0761913	USD/MWH
POTENCIA REMUNERABLE PR:	2,853.00	MW
RESERVA DE POTENCIA RP:	0.00	MW
POTENCIA PROMEDIO PARA REF Y PAR:	38.64	MW
POTENCIA POR RESPONSABILIDADES:	178.16	MW
POTENCIA A REMUNERAR TOTAL:	1,627.41	MW

CARGO EQUIVALENTE DE ENERGIA CEP:	0.0160366	USD/MWH
REMUNERACION A GENERADORES POR PR:	304,626.11	USD
REMUNERACION A GENERADORES POR RP:	0.00	USD
REMUNERACION A GENERADORES POR REF Y PAR:	0,230.06	USD
REMUNERACION A TV POR ARRANQUE Y PARADA:	0.00	USD
TOTAL A REMUNERAR POR POTENCIA:	318,386.17	USD
REMUNERACION PEA A TRANSELECTRIC S.A.:	127,381.33	USD
COBRO A DISTRIBUIDORES POR POTENCIA Y TARIFA TRANS:	447,848.82	USD

DESGLOSE POR AGENTE

GENERADORES				DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES					
EMPRESA DE GENERACION	POTENCIA REMUNERABLE MW	CATEGORIA	REMUNERACION USD	EMPRESA DISTRIBUIDORA Y GRANDES CONSUMIDORES	ENERGIA RECIBIDA MWH	COBRO POR ENERGIA RECIBIDA USD	ENERGIA RECIBIDA MWH	COBRO POR POTENCIA Y OTROS SERVICIOS USD	COBRO TOTAL USD
				DISTRIBUIDORES					
INDEPENDENTE S.A.	595.541	PR-IND	81,781.91	ASBENTO S.A.	61,147	4,208.76	614,351	3,274.76	13,790.30
NEORONAP S.A.	117,267	PR-IND	16,688.92	ASOCIADA S.A.	17,341	1,142.63	150,913	2,479.38	3,622.46
NEORONAP S.A.	67,060	PR-IND	10,786.28	BOLIVAR S.A.	15,889	978.10	81,705	1,254.35	2,038.44
G.H. AMBITO S.A.	0,369	PR	62.42	COTOPACHI S.A.	36,846	2,399.60	268,191	4,008.88	5,891.52
G.H. ELCASTRO S.A.	28,853	PR	4,672.49	ESMERALDAS S.A.	41,504	3,119.32	448,098	6,776.84	9,868.34
G.H. ELCASTRO S.A.	6,168	PR-IND	1,002.28	LOS RIOS S.A.	31,800	2,363.14	342,850	5,178.72	7,983.88
G.H. GAITO S.A.	60,549	PR	8,798.27	NEO IMAHA S.A.	33,668	2,204.21	1,782,357	18,486.67	28,788.25
G.H. ROBINSON S.A.	11,071	PR	1,782.07	MILAGRO S.A.	63,276	4,084.34	538,848	8,105.41	12,282.72
G.H. OTOPIPI S.A.	4,893	PR	798.97	QUITO S.A.	434,873	32,619.81	5,222,239	78,917.28	111,487.87
G.H. REGIONAL S.A.	1,330	PR-IND	183.18	PSO CENTRO SUR S.A.	104,822	7,818.18	1,007,430	18,384.84	23,620.62
ELECTROQUIMIA (SANTAFE)	128,180	PR	20,820.17	REGIONAL SUR S.A.	34,081	2,249.28	300,852	4,628.43	7,667.73
TERMOQUIMIAS S.A.	117,918	PR	18,899.82	EL ORO S.A.	61,380	4,634.57	89,320	13,282.83	18,177.63
ELECTROQUIMIAS (PARAGUARI)	86,700	PR	14,058.81	ROBAMBA S.A.	36,790	2,762.14	344,761	5,203.88	7,986.65
ENERGY COP	0,000		0.00	ETA ELENA S.A.	37,880	2,832.89	361,863	5,911.21	8,743.28
ESCAPOR	0,000	PR-IND	0.00	SANTO DOMINGO S.A.	48,440	3,418.33	437,840	6,823.84	10,918.67
G.T. AMBITO S.A.	0,000	PR-IND	0.00	SHIBIC	478,467	38,728.83	3,915,267	66,278.01	120,917.84
G.T. ELCASTRO S.A. (DECAHO)	6,887	PR-IND	1,108.98	SHIBELUR S.A.	139,840	8,773.87	1,461,650	22,086.96	31,837.82
G.T. ELCASTRO S.A. (MORON)	5,384	PR-IND	883.43	EMILNORTE S.A.	62,880	4,720.13	581,616	8,761.85	13,921.18
INTEGRA	0,000		0.00	GRANDES CONSUMIDORES					
G.T. REGIONAL S.A.	1,153	PR	184.57	ARMERLY CLAY	2,380.85	177.36	27,620.80	418.96	686.34
G.T. EL ORO S.A.	7,889	PR-IND	1,238.29	ASA	1,628.44	133.15	21,788.34	328.51	441.88
G.T. ESMERALDAS S.A.	4,488	PR	722.42	PAPALERA NACIONAL	6,838.28	521.67	84,576.81	1,227.22	1,968.89
G.T. REGIONAL SUR S.A.	21,838	PR-IND	3,514.73	PIRBA	3,728.88	281.52	25,288.42	381.93	672.38
ELECTROQUIMIA (MORON) TMBIRO	53,572	PR-IND	8,691.23	PICA	3,272.49	245.98	44,886.67	686.10	911.67
ELECTROQUIMIA (MORON) SINTON	80,343	PR-IND	12,822.78	ACELCA	6,200.80	476.02	60,200.06	908.69	1,363.90
ELECTROQUIMIA (MORON) GUAYACIL	19,091	PR-IND	3,088.24	JACOMA	3,948.88	374.28	48,878.67	737.47	861.72
G.T. EMILNORTE S.A.	1,470	PR	238.80	OLAPAN	7,724.18	600.90	103,878.98	1,564.78	2,148.24
G.T. QUITO (GUABARITO) HERNANDEZ	30,632	PR	4,978.85						
G.T. QUITO (ALLANZUO)	8,384	PR-IND	1,368.20						
G.T. REGIONAL SUR S.A.	11,754	PR-IND	1,882.03						
G.T. ROBINSON S.A.	1,800	PR	286.40						
G.T. ETA ELENA S.A.	7,102	PR-IND	1,143.14						
SHIBELUR	0,884	PR	136.27						
ELECTROICA	170,877	PR	27,472.88						
TERMOQUIMIAS (GUANACAPOLI)	28,849	PR	4,521.88						
ELECTROQUIMIAS (GONZALO ZEPALLO)	144,880	PR-IND	23,337.10						
INTERCONEXION	0,000		0.00						
NEORONAP	203,884	PR-IND	32,828.32						
G.T. MILAGRO S.A.	2,677	PR-IND	435.91						
TERMOQUIMIAS (ETA) ROSA	46,410	PR	7,478.81						
G.T. ESMERALDAS S.A.	8,203	PR-IND	1,306.42						
G.H. SHIBIC	8,515	PR	1,379.64						
TOTAL	1,627.41		318,386.17		1,827,836.51	137,361.33	31,888,978.91	318,386.17	447,848.82

NOTAS (1) EL PRECIO REFERENCIAL DE LA POTENCIA PARA REMUNERAR DIARIO SE DE 0.0001 USD/MWH PARA JULIO HASTA QUE EL CONSEJO ADMINISTRATIVO ESTABLEZCA ESTA DISPOSICION.
(2) NO EXISTENCIA DE RESPONSABILIDAD LA PEA SE LE RESTA LA RESPONSABILIDAD; RES + RESERVA RODANTE OPERATIVA.
(3) LA TARIFA PEA DE TRANSMISION SE DE USE 0.0761913 DARIAS POR CADA MW DE DEMANDA MAXIMA NO CONCORDANTE PARA JULIO Y SE LO MANTIENE HASTA QUE EL CONSEJO EMITA EL VALOR OFICIALMENTE.
(4) LAS LECCIONES DIARIAS DE POTENCIA SON REFERENCIALES YA QUE, SEGUN EL REGLAMENTO DEL MESA, LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA SON MENSUALES.
(5) LAS MAGNITUDES DE PR SON EN BASE AL CALCULO QUE ESTABLECE LA GNC. 07/00 DEL COMISAC.

C.- Reporte Diario de Factores de Potencia y Desvío de Reactivos por Barra de Interconexión.- Es un reporte adicional a los anteriores, el cual debe también ser elaborado diariamente, permitiendo brindar información veraz y oportuna sobre el desenvolvimiento del MERCADO OCASIONAL. Tanto para el Factor de Potencia, como para el desvío de reactivos por barra de interconexión.

Se establecen parámetros por banda, los mismos que se clasifican en: base, media, y punta, para obtener datos más reales y aproximados del sistema en operación, pudiendo evitar las pérdidas al entrar o salir una unidad generadora.

CORPORACION CENACE
REPORTE DIARIO DE FACTORES DE POTENCIA Y DESVIO
DE REACTIVOS POR BARRA DE INTERCONEXION

MEB: JULIO
 DEL DIA: 18/07/01
 FECHA: 18/07/01

ESTACION	FACTORES	DESVIO	DESVIO	DESVIO	DESVIO	DESVIO
EE AMBATO	DORAMBAI	0.9375	0.9251	0.9504	0	-3.269
	DOROTOTO	0.9590	0.9543	0.9715	0	0
EE BOLIVAR	DORTIOLI	0.9520	0.9547	0.9169	0	-5.010
EE BAMBALD	DORAMBAI	0.9500	0.9538	0.9500	0	0
EE MANABIM	DORAMBAI	0.9711	0.9577	0.9585	0	0
EE QUITO	V1+V2	0.9451	0.9588	0.9731	0	0
	S+P+T+M	0.9790	0.9585	0.9743	0	0
	GUANOOP	0.9542	0.9703	0.9504	0	0
EE REGIONAL	DORIBLOA	0.9735	0.9549	0.9724	0	0
EE ROSABLA	IND-BOU	0.9110	0.9590	0.9544	0	0
EE STO. DOMINGO	DORIBLOA	0.9489	0.9390	0.9553	0	-4.134
EE EMELGUM	DA+VQ+TO	0.9201	0.9037	0.9101	0	-91.054
	G1+G2	0.9552	0.9191	0.9391	0	-13.404
	BML	0.9501	0.9338	0.9493	0	-7.681
					0	-65
G. CONSUMIDO	KIMBERLY	0.9597	0.9590	0.9502	0	0

D.- Reporte Diario de Liquidación de RPF Entre Generadores.- Se elabora un reporte diario con la información de la reserva de potencia de cada unidad generadora, permitiendo establecer por parte del CENACE un correcto despacho de energía al MERCADO OCASIONAL, conociendo la disponibilidad de cada unidad generadora.

El porcentaje óptimo de reserva que se considera es del 3%, por sobre la potencia efectiva.

Es obligación de cada agente generador brindar la información veraz sobre su disponibilidad de reserva de potencia, para poder hacer uso de ella cuando fuere necesario en forma inmediata.

CORPORACION CENACE

REPORTE DIARIO DE LIQUIDACION DE RPF ENTRE GENERADORES

DIA: 18/07/01

FECHA: 18/07/01

LIQUIDACION ENTRE GENERADORES POR RPF

	GENERADOR	COMPROMISO	APORTE REAL	DESVIOS	COBRO	PAGO
		DE RPF	DE RPF	DE RPF		
		MW	MW	MW	USD\$	USD\$
1	HIDROPALITE	24.09	24.09	0.000000	0.00	0.00
2	HIDRONACION	1.82	1.82	0.000000	0.00	0.00
3	HIDROPUCARA	0.26	0.26	0.000000	0.00	0.00
4	HIDROAGUAYAN	3.56	3.56	0.000000	0.00	0.00
5	HIDRO ESORA	0.68	0.68	0.000000	0.00	0.00
6	HIDRO ELSCAUSTRO	0.84	0.84	0.000000	0.00	0.00
7	HIDRO ERIBANBA	0.37	0.37	0.000000	0.00	0.00
8	HIDRO ENORTE	0.07	0.07	0.000000	0.00	0.00
9	HIDRO COTOPAJI	0.12	0.12	0.000000	0.00	0.00
10	HIDRO S AMBATO	0.04	0.04	0.000000	0.00	0.00
11	HIDRO RSUR	0.03	0.03	0.000000	0.00	0.00
12	TERMOEMERALDAS	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
13	ELECTROGUAYAS	8.00	8.00	0.000000	0.00	0.00
14	WARTSILA	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
15	G.T. ELSCAUSTRO	0.38	0.38	0.000000	0.00	0.00
16	TERMOPIQUINCHA	0.13	0.13	0.000000	0.00	0.00
17	ELECTROECUADOR	0.04	0.04	0.000000	0.00	0.00
18	G.T. ESORA	0.14	0.14	0.000000	0.00	0.00
19	ELECTROQUIL	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
20	G.T. EL ORO	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
21	G.T. REGIONAL SUR	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
22	G.T. EMERALDAS	0.009	0.009	0.000000	0.00	0.00
23	G.T. EMELNORTE	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
24	G.T. STA. ELENA	0.02	0.02	0.000000	0.00	0.00
25	G.T. BOLIVAR	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
26	G.T. ROSARBA	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
27	G.T. MANABI	0.01	0.01	0.000000	0.00	0.00
28	G.T. EMELROS	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
29	SCUAPOWER	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
30	ENERGYCORP	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
31	G.T. AMBATO	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
32	G.T. MILAGRO	0.00	0.00	0.000000	0.00	0.00
33	G.H. BOLIVAR	0.01	0.01	0.000000	0.00	0.00
33	G.H. EMAAPQ	0.37	0.37	0.000000	0.00	0.00
	TOTAL	38.77	38.77	0.0000000	0.00	0.00

NOTA.- EL PORCENTAJE OPTIMO DE RESEVA DE POTENCIA PARA REALIZAR RPF ES DEL 3%
POR SOBRE LA POTENCIA EFECTIVA A PARTIR DEL 1 DE JUNIO DE 2001

E.- Parte de Potencia Media Puesta a Disposición (PMPD).- Es una tabla de resultados de la potencia media puesta a disposición, donde se incluyen datos de: potencia a remunerar, potencia media puesta a disposición, potencia remunerable puesta a disposición, de cada uno de los agentes generadores.

Este parte permite visualizar características de comportamiento promedio de las unidades generadoras, dentro del MERCADO OCASIONAL.

CORPORACION CENACE

PARTE DE POTENCIA MEDIA PUESTA A DISPOSICION (PMPO)

DEL DIA: 1987/01
FECHA: 1987/01

GENERADORAS HIDROELECTRICAS		PMPO	PMPO	PMPO
GEN	UNID	PMPO	PMPO	PMPO
GENERADORAS HIDROELECTRICAS				
GEN 01	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 02	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 03	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 04	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 05	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 06	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 07	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 08	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 09	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 10	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 11	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 12	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 13	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 14	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 15	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 16	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 17	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 18	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 19	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 20	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 21	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 22	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 23	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 24	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 25	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 26	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 27	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 28	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 29	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 30	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 31	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 32	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 33	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 34	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 35	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 36	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 37	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 38	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 39	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 40	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 41	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 42	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 43	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 44	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 45	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 46	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 47	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 48	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 49	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 50	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 51	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 52	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 53	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 54	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 55	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 56	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 57	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 58	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 59	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 60	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 61	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 62	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 63	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 64	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 65	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 66	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 67	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 68	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 69	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 70	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 71	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 72	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 73	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 74	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 75	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 76	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 77	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 78	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 79	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 80	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 81	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 82	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 83	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 84	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 85	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 86	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 87	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 88	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 89	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 90	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 91	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 92	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 93	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 94	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 95	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 96	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 97	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 98	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 99	UNID 01	2000	2000	2000
GEN 100	UNID 01	2000	2000	2000
TOTAL				
		2000	2000	2000

Nota: - LOS VALORES DE PMPO SON ACTUALIZADOS PARA EL PERIODO DE CT 2002 A 2010-1
* UNIDADES EN RESERVA PARA PERIODO JUL-01 A 2010-1

F.- Precio de la Energía en la Barra de Mercado.- Finalmente el CENACE elabora un parte informativo, sobre el precio de la energía en la barra de mercado diario, permitiendo obtener las fluctuaciones que el mismo ha tenido a lo largo del día; pudiendo elaborar cuadros de tendencias sobre el comportamiento de precios a lo largo de una jornada diaria, brindando información sobre el precio de la energía en las horas pico y no pico; con esto se pueden realizar proyecciones a futuro sobre el precio de la energía en un lapso determinado.

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
PRECIO DE LA ENERGIA EN LA BARRA DE MERCADO**

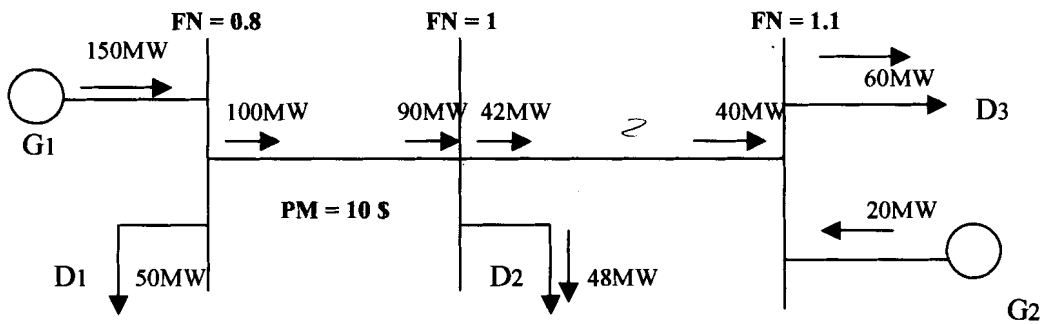
Fecha: 16-Jul-01

(USDcent/MWh)

Hora 1	4.8397
Hora 2	4.8414
Hora 3	4.8401
Hora 4	4.8418
Hora 5	4.8428
Hora 6	4.8571
Hora 7	4.8785
Hora 8	4.8837
Hora 9	4.8932
Hora 10	4.9102
Hora 11	4.9212
Hora 12	4.9209
Hora 13	4.9188
Hora 14	4.9225
Hora 15	4.9348
Hora 16	4.9305
Hora 17	4.9207
Hora 18	4.9334
Hora 19	5.3230
Hora 20	5.3118
Hora 21	4.9455
Hora 22	4.9357
Hora 23	4.8749
Hora 24	4.8328

7. APLICACION

CASO 1. Liquidación de las transacciones en el mercado ocasional



Energía vendida por los generadores

$$EvG1 = 150 \text{ MW}$$

$$EvG2 = 20 \text{ MW}$$

Ingreso de los generadores en dólares

$$G1 = 150 \cdot 10 \cdot 0.8 = 1200$$

$$G2 = 20 \cdot 10 \cdot 1.1 = 220$$

$$\text{TOTAL } (G1 + G2) = 1420$$

Pago de los distribuidores en dólares

$$D1 = 50 \cdot 10 \cdot 0.8 = 400$$

$$D2 = 48 \cdot 10 \cdot 1.0 = 480$$

$$D3 = 60 \cdot 10 \cdot 1.1 = 660$$

$$\text{TOTAL } (D1 + D2 + D3) = 1540$$

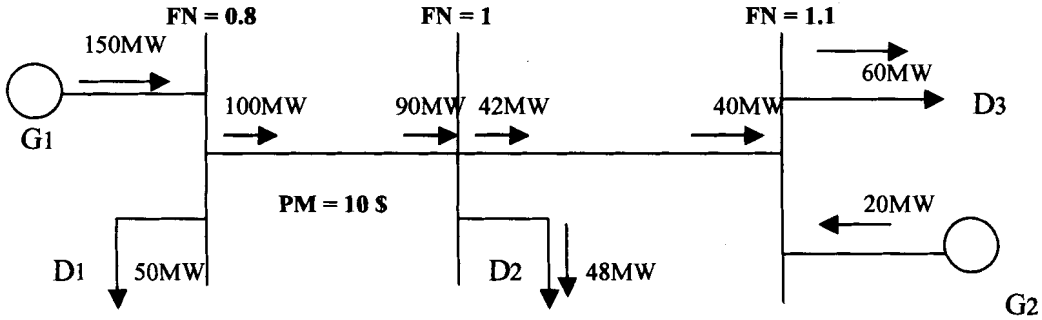
Remuneración variable del transmisor RVT en dólares

$$\text{RVT} = \text{TOTAL } (D1 + D2 + D3) - \text{TOTAL } (G1 + G2)$$

$$\text{RVT} = 1540 - 1420$$

$$\text{RVT} = 120$$

CASO 2. G1 contrata 50MW con D3, 45MW con D2 y 45MW con D1 en la barra de generación



Energía vendida en el mercado ocasional por los generadores

$$E_{vmoG1} = 150\text{MW} - (50 + 45 + 45)\text{MW} = 150\text{MW} - 140\text{MW} = 10\text{MW}$$

$$E_{vmoG2} = 20\text{MW}$$

Ingresos de los generadores en el mercado ocasional en dólares

$$G1 = 10 * 10 * 0.8 = 80$$

$$G2 = 20 * 10 * 1.1 = 220$$

$$\text{TOTAL}_{mo} (G1 + G2) = 300$$

Energía efectivamente contratada por los distribuidores

Asumiendo un sistema sin pérdidas, es decir, $E_G = E_D$

$$E_G = E_D + E_L \quad \leftarrow \quad E_G = E_D + E_L \quad \rightarrow \quad E_D = E_G - E_L$$

$$E_D + E_L = E_G - E_L$$

$$E_D (1 + E_L/E_D) = E_G (1 - E_L/E_G)$$

Como $F_{ND} = 1 + 2E_L / E_D$ y $F_{NG} = 1 - 2E_L / E_G$

$$E_D (1 + (F_{ND} - 1) / 2) = E_G (1 - (1 - F_{NG}) / 2)$$

$$E_D (2 + (F_{ND} - 1)) = E_G (2 - (1 - F_{NG}))$$

$$E_{cD} = E_{cG} \{ [2 - (1 - F_{NG})] / [2 + (F_{ND} - 1)] \}$$

$$E_{cD1} = 45\text{MW}$$

$$E_{cD2} = 45\text{MW} \{ [2 - (1 - 0.8)] / [2 + (1 - 1)] \} = 40.5\text{MW}$$

$$E_{cD3} = 50\text{MW} \{ [2 - (1 - 0.8)] / [2 + (1 - 1)] \} = 42.8571\text{MW}$$

Energía retirada por los distribuidores en el mercado ocasional

$$\text{ErmoD1} = 50\text{MW} - 45\text{MW} = 5\text{MW}$$

$$\text{ErmoD2} = 48\text{MW} - 40.5\text{MW} = 7.5\text{MW}$$

$$\text{ErmoD3} = 60\text{MW} - 42.8571\text{MW} = 17.14285\text{MW}$$

Pagos de los distribuidores en el mercado ocasional en dólares

$$D1 = 5 * 10 * 0.8 = 40$$

$$D2 = 7.5 * 10 * 1.0 = 75$$

$$D3 = 17.1428 * 10 * 1.1 = 188.5714$$

$$\text{TOTALmo} (D1 + D2 + D3) = 303.5714$$

Remuneración variable del transmisor en el mercado ocasional en dólares

$$\text{RTVmo} = \text{TOTALmo}(D1 + D2 + D3) - \text{TOTALmo}(G1 + G2)$$

$$\text{RVTmo} = 303.5714 - 300$$

$$\text{RVTmo} = 3.5714$$

Comparando la RVTmo con la RVT se obtiene una diferencia:

$$\Delta RVT = RVT - RVTmo$$

$$\Delta RVT = 120 - 3.5714$$

$$\Delta RVT = 116.4286$$

Debido a que todos los contratos se han pactado en la barra del generador, los distribuidores con contrato deben solventar en valor en dólares de ΔRVT de la siguiente manera:

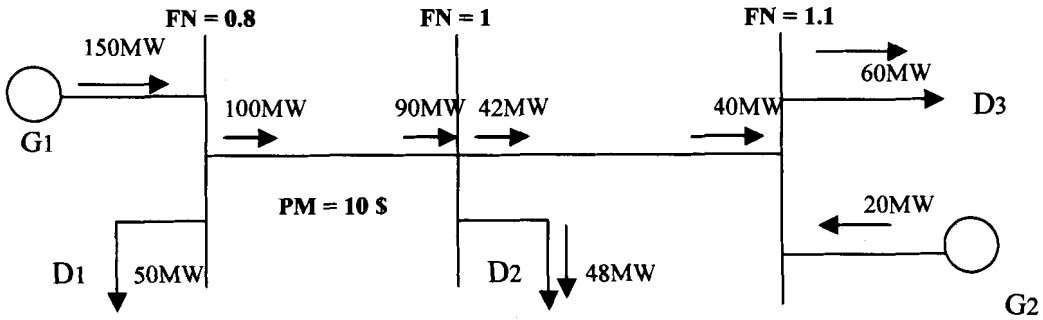
$$D1c = 0$$

$$D2c = 40.5 * 10 * 1 = 405$$

$$D3c = 42.8571 * 10 * 1.1 = 471.4281$$

$$TOTALc (D1 + D2 + D3) = 0 + 405 + 471.4281 = 876.4281$$

CASO 3. G1 contrata 50MW con D3, 45MW con D2 y 45MW con D1 en la barra del gran consumidor.



Energía que debe producir G1 para cumplir contratos.

$$EcD = EcG \left\{ \frac{[2 - (1 - FNG)]}{[2 + (FND - 1)]} \right\}$$

Despejando EcG tenemos:

$$EcG = EcD \left\{ \frac{[2 + (FND - 1)]}{[2 - (1 - FNG)]} \right\}$$

$$EcG1 = 45Mw \left\{ \frac{[2 + (0.8 - 1)]}{[2 - (1 - 0.8)]} \right\} = 45Mw$$

$$EcG2 = 45Mw \left\{ \frac{[2 + (1 - 1)]}{[2 - (1 - 0.8)]} \right\} = 50Mw$$

$$EcG3 = 50Mw \left\{ \frac{[2 + (1.1 - 1)]}{[2 - (1 - 0.8)]} \right\} = 58.333Mw$$

Energía que debe producir G1 es

$$EG1T = 45 + 50 + 58.333 = 153.333Mw$$

Puesto que G1 tiene que generar 153.333Mw para cumplir con los contratos, pero solamente genera 150Mw, debe comprar energía en el mercado ocasional para cubrir sus contratos.

La energía vendida en el mercado ocasional por los generadores.

$$EvmoG1 = 0Mw$$

$$EvmoG2 = 23.333Mw$$

La energía adquirida por los generadores en el mercado ocasional para cumplir contratos.

$$E_{cmoG1} = 153.333Mw - 150Mw = 3.333Mw$$

$$E_{cmoG2} = 0Mw$$

Asumiendo que los factores de nodo no cambian con la nueva condición de generación, la liquidación de las transacciones en el mercado ocasional para los generadores resulta:

Ingresos de los generadores en el mercado ocasional en dólares.

$$G1 = 0 * 10 * 0.8 = 0$$

$$G2 = 23.333 * 10 * 1.1 = 256.663$$

$$TOTAL_{mo} (G1 + G2) = 256.663$$

Pago por energía adquirida por los generadores en el mercado ocasional para cumplir contratos en dólares.

$$E_{cmoG1} = 3.333 * 10 * 0.8 = 26.664$$

$$E_{cmoG2} = 0$$

$$TOTAL_{mo} (E_{cmoG1} + E_{cmoG2}) = 26.664$$

Asumiendo que los factores de nodo no cambian con la nueva condición de generación, los pagos de los distribuidores en el mercado ocasional en dólares resultan:

$$D1 = 5 * 10 * 0.8 = 40$$

$$D2 = 3 * 10 * 1.0 = 30$$

$$D3 = 10 * 10 * 1.1 = 110$$

$$TOTAL_{mo} (D1 + D2 + D3) = 180$$

Remuneración variable del transmisor en el mercado ocasional en dólares

$$RTV_{mo} = TOTAL_{mo}(D1 + D2 + D3 + E_{cmo}G1) - TOTAL_{mo}(G1 + G2)$$

$$RVT_{mo} = (180 + 26.664) - 256.663$$

$$RVT_{mo} = -50$$

Comparando la RVT_{mo} con la RVT se obtiene una diferencia:

$$\Delta RVT = RVT - RVT_{mo}$$

$$\Delta RVT = 120 - (-50)$$

$$\Delta RVT = 170$$

Debido a que todos los contratos se han pactado en la barra del gran consumidor, los distribuidores con contrato deben solventar el valor negativo en dólares de RTV_{mo} de la siguiente manera:

$$\%D1c = 45 \cdot 100 / 140 = 32.143\%$$

$$\%D2c = 45 \cdot 100 / 140 = 32.143\%$$

$$\%D3c = 50 \cdot 100 / 140 = 35.714\%$$

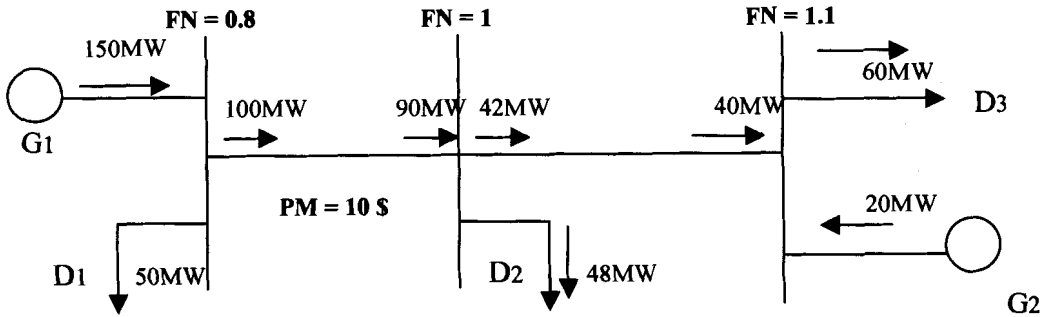
$$D1c = 50 \cdot 32.143 / 100 = 16.0715$$

$$D1c = 50 \cdot 32.143 / 100 = 16.0715$$

$$D1c = 50 \cdot 35.714 / 100 = 17.857$$

“El distribuidor que más consume, es el que más paga”.

CASO 4. G1 contrata 50MW con D3, 45MW con D2 y 45MW con D1 en la barra de mercado.



Energía que debe producir G1 para cumplir contratos.

$$EG = EM + EL$$

$$EG - EL = EM$$

$$EG - EG \cdot EL / EG \quad \text{como} \quad FNG = 1 - 2EL / EG$$

Remplazando, tenemos:

$$EG - (1 - FNG) \cdot EG / 2 = EM$$

Ordenando, tenemos:

$$EcG = EcM \{ 2 / [2 - (1 - FNG)] \}$$

$$EcG1 = 45 \{ 2 / [2 - (1 - 0.8)] \} = 50$$

$$EcG2 = 45 \{ 2 / [2 - (1 - 0.8)] \} = 50$$

$$EcG3 = 50 \{ 2 / [2 - (1 - 0.8)] \} = 55.555$$

Energía que debe producir G1es:

$$EG1T = 50 + 50 + 55.555 = 155.555Mw$$

Puesto que G1 tiene que generar 155.555Mw para cumplir con los contratos, pero solamente genera 150Mw, debe comprar energía en el mercado ocasional para cubrir sus contratos.

La energía vendida en el mercado ocasional por los generadores.

$$E_{vmoG1} = 0Mw$$

$$E_{vmoG2} = 25.555Mw$$

La energía adquirida por los generadores en el mercado ocasional para cumplir contratos.

$$E_{cmoG1} = 155.555Mw - 150Mw = 5.555Mw$$

$$E_{cmoG2} = 0Mw$$

Asumiendo que los factores de nodo no cambian con la nueva condición de generación, la liquidación de las transacciones en el mercado ocasional para los generadores resulta:

Ingresos de los generadores en el mercado ocasional en dólares.

$$G1 = 0 * 10 * 0.8 = 0$$

$$G2 = 25.555 * 10 * 1.1 = 281.105$$

$$TOTAL_{mo} (G1 + G2) = 281.105$$

Pago por energía adquirida por los generadores en el mercado ocasional para cumplir contratos en dólares.

$$E_{cmoG1} = 5.555 * 10 * 0.8 = 44.44$$

$$E_{cmoG2} = 0$$

$$TOTAL_{mo} (E_{cmoG1} + E_{cmoG2}) = 44.44$$

Energía efectivamente contratada por los distribuidores.

$$ED + EL = EM$$

$$ED + ED \cdot EL/ED \quad \text{como } FND = 1 + 2EL/ED$$

Remplazando, tenemos:

$$ED + (FND - 1) \cdot ED/2 = EM$$

Ordenando, tenemos:

$$EcD = EcM \left\{ \frac{2}{2 + (FND - 1)} \right\}$$

$$EcD1 = 45 \left\{ \frac{2}{2 + (0.8 - 1)} \right\} = 50Mw$$

$$EcD2 = 45 \left\{ \frac{2}{2 + (1 - 1)} \right\} = 45Mw$$

$$EcD3 = 50 \left\{ \frac{2}{2 + (1.1 - 1)} \right\} = 47.619Mw$$

Energía retirada por los distribuidores en el mercado ocasional es:

$$ErmoD1 = 50MW - 50MW = 0MW$$

$$ErmoD2 = 48MW - 45MW = 3MW$$

$$ErmoD3 = 60MW - 47.619MW = 12.381MW$$

Pagos de los distribuidores en el mercado ocasional en dólares.

$$D1 = 0 \cdot 10 \cdot 0.8 = 0$$

$$D2 = 3 \cdot 10 \cdot 1.0 = 30$$

$$D3 = 12.381 \cdot 10 \cdot 1.1 = 136.191$$

$$TOTALmo (D1 + D2 + D3) = 166.191$$

Remuneración variable del transmisor en el mercado ocasional en dólares

$$RTVmo = TOTALmo(D1 + D2 + D3 + EcmoG1) - TOTALmo(G1 + G2)$$

$$RVTmo = (166.191 + 44.4) - 281.05$$

$$RVTmo = -70.459$$

Comparando la RVTmo con la RVT se obtiene una diferencia:

$$\Delta RVT = RVT - RVTmo$$

$$\Delta RVT = 120 - (-70.459)$$

$$\Delta RVT = 190.459$$

Debido a que todos los contratos se han pactado en la barra de mercado, los distribuidores con contrato deben solventar el valor negativo en dólares de RVTmo de la siguiente manera:

$$\%D1c = 45 \cdot 100 / 140 = 32.143\%$$

$$\%D2c = 45 \cdot 100 / 140 = 32.143\%$$

$$\%D3c = 50 \cdot 100 / 140 = 35.714\%$$

$$D1c = 70.459 \cdot 32.143 / 100 = 22.6476$$

$$D1c = 70.459 \cdot 32.143 / 100 = 22.6476$$

$$D1c = 70.459 \cdot 35.714 / 100 = 25.1637$$

“El distribuidor que más consume, es el que más paga.”

CONCLUSIONES

El Mercado Eléctrico Mayorista, es el resultado de un proceso de cambios continuos dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el cual se encontraba colapsado, debido al funcionamiento monopólico que ejercía el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL); ente Estatal que se encargaba de controlar y regular las diferentes etapas de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

La necesidad del Estado Ecuatoriano de tomar acciones de modernización en el campo Energético, acordes con los requerimientos de competitividad que el mundo actual presenta, hizo que el Honorable Congreso Nacional aprobara, el 18 de septiembre de 1996, la "LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO" (L.R.S.E), la cual dictamina el nuevo rol que debe cumplir el Estado frente a la problemática del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Se crean dos organismos gubernamentales: El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) para asumir las funciones de planificación, control y fijación de tarifas eléctricas. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) responsable de las operaciones técnicas, comerciales y financieras del M.E.M.

Se establece el "FONDO DE SOLIDARIDAD" organismo poseedor de la totalidad de las acciones de las empresas distribuidoras, como también de las instalaciones de generación y transmisión.

Con la reestructuración del Sector Eléctrico, se establecen Reglamentaciones y Regulaciones que deben cumplir los AGENTES que conforman EL MERCADO DE CONTRATOS, como son los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores, las mismas que van destinadas a garantizar la transparencia en las operaciones técnicas y comerciales de las transacciones efectuadas.

El campo de la Generación resulta ser el AGENTE más beneficiado, debido que no solamente puede ejercer un libre comercio con las empresas Distribuidoras, sino que también puede establecer situaciones contractuales con los llamados Grandes Consumidores, los cuales por tener elevados niveles de consumo de energía gozan de éste privilegio, permitiendo fomentar la competitividad de precios del kilovatio hora dentro del Mercado Spot, enmarcándose siempre dentro de las reglamentaciones del CONELEC.

En el ámbito de la transmisión, la situación es diferente puesto que el AGENTE encargado de realizar esta función es: TRANSELECTRIC, propiedad del FONDO DE SOLIDARIDAD, y su función específica es la de mantener estable en todo momento los niveles de voltaje, permitiendo una correcta y continua transmisión de la energía eléctrica. En el aspecto remunerativo se establece un rubro fijo el cual debe ser cubierto por los agentes distribuidores, debido que son los beneficiados de este servicio.

Los agentes distribuidores, se encargan exclusivamente de la distribución y facturación de la energía eléctrica hacia sus consumidores, pudiendo ser estos nacionales y/o extranjeros, teniendo que ofertar calidad y continuidad en el servicio para poder captar una mayor parte del mercado, fomentando la libre competencia entre sí, donde el único beneficiado de esta lid es el consumidor, dando de ésta manera cumplimiento a uno de los principales estamentos que la LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO dictamina, esto es la excelencia en el servicio y en el beneficio que debe recibir el consumidor por el mismo.

De ésta manera se puede concluir que el Mercado Eléctrico Mayorista, es el resurgir del Sector Eléctrico Ecuatoriano, no sólo por fomentar la participación del Sector Privado Nacional y Extranjero, sino también por garantizar un mejoramiento en la calidad del suministro de energía eléctrica, beneficiando notablemente a sus grandes consumidores y usuarios comunes.



RECOMENDACIONES

Debido que este sistema fue creado en Chile, se recomienda realizar **constantes monitoreos** al comportamiento del mismo dentro del Sector Eléctrico Chileno, para poder establecer niveles de comparación, los cuales nos permitirían a futuro corregir o implementar su funcionamiento acorde con las necesidades que nuestro medio requiera.

Se debe instaurar la presencia de un **líder**, quien asuma la responsabilidad de afrontar el reto, de hacer cumplir las reglamentaciones del sistema, de poder tomar decisiones preventivas y correctivas cuando fueren necesarias. De ésta manera el país tendrá la seguridad y confiabilidad, que los planteamientos del Mercado Spot, se van a cumplir en forma clara y honesta, permitiendo que la inversión en el Sector Eléctrico sea cada vez más deseable y rentable.

El **poder dominante**, tiene que desaparecer en el Ecuador, debido que éste fenómeno limita la capacidad de generación, y por consiguiente limita el grado de ganancia que pudiera obtener el generador por la comercialización de dicha energía. En el Ecuador las centrales hidroeléctricas, son las principales exponentes del poder dominante, debido que realizan la cobertura de la Demanda Base, quedando las centrales de generación térmicas para la cobertura de las demandas de punta. De ésta manera los inversionistas en el campo de la generación no podrían aumentar sus ganancias a pesar de todos los esfuerzos que se hicieran para implementar y mejorar los sistemas de generación; solamente que recurrieran al incremento del precio del kilovatio-hora, lo cual iría en contra de los preceptos que el Mercado Eléctrico Mayorista promulga entre sus objetivos principales.

Se deben realizar **campañas de información** sobre el contexto en sí del Mercado Spot, a través del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (CRIEEL), dirigidas al sector empresarial, que por el momento es el único beneficiado con éste sistema. No descartando una campaña de información dirigida también hacia consumidores comunes, debido que dentro del contexto de la LEY DE REGIMEN, se establece que el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, debe ser dirigido a futuro también a los usuarios comunes.

Agilizar la **venta de las empresas distribuidoras**, lo cual fomentaría la inversión privada, garantizando de ésta manera la calidad del servicio, basado en la libre competencia por brindar un mayor y mejor servicio a los usuarios.

Finalmente, realizar **auditorias permanentes** por parte de las entidades reguladoras, CONELEC y CENACE, hacia todos los AGENTES que conforman el MERCADO SPOT como son los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores, garantizando permanentemente la transparencia de las transacciones que en él se manejan, fomentando la credibilidad, confiabilidad y veracidad de su accionar dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

BIBLIOGRAFIA.-

- Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador www.cenace.org.ec
- Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina
- Análisis de Sistemas de Potencia.
GRAINGER/STEVENSON, Capitulo 13, Página 507, Edición de 1996.