



**Universidad Andina Simón Bolívar  
Sede Ecuador**

**Área de Gestión**

**Programa de Maestría  
en Dirección de Empresas**

**Pago de Potencia a través de opciones: perspectivas  
de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador**

José Antonio Oscullo Lala

2008

Al presentar esta tesis como uno de los requisitos previos para la obtención del grado de magíster de la Universidad Andina Simón Bolívar, autorizo al centro de Información o a la biblioteca de la universidad para que haga de esta tesis un documento disponible para su lectura según las normas de la universidad. Estoy de acuerdo en que se realice cualquier copia de esta tesis dentro de las regulaciones de la universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica potencial. Sin perjuicio de ejercer mi derecho de autor, autorizo a la Universidad Andina Simón Bolívar la publicación de esta tesis, o de parte de ella, por una sola vez dentro de los treinta meses después de su aprobación.

-----  
José Oscullo Lala  
07 de febrero de 2008



**Universidad Andina Simón Bolívar  
Sede Ecuador**

**Área de Gestión**

**Programa de Maestría  
en Dirección de Empresas**

**Pago de Potencia a través de opciones: perspectivas  
de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador**

José Antonio Oscullo Lala

2008

Tutor: Ing. Wilson Abad

Quito - Ecuador

## **Resumen**

En la actualidad los mercados de energía eléctrica pasan por una profunda reestructuración; especialmente en la creación de instrumentos para agilizar las transacciones y reducir el riesgo comercial entre los diferentes agentes del mercado eléctrico.

El riesgo comercial, aparece debido a la disponibilidad de las unidades y centrales de generación que forman el sector eléctrico de manera especial el caudal de los ríos que alimentan a las centrales hidroeléctricas que poseen una elevada aleatoriedad. Esto hace que el sistema hidrotérmico presente precios muy volátiles los cuales dependan de la disponibilidad del parque generador.

En las primeras etapas de la reestructuración todos los esfuerzos se han centrado en resolver los problemas particulares de cada mercado; de esa manera tender a la creación de mercados suficientemente líquidos y con una adecuada estructura competitiva, todo ello encaminado a garantizar que la oferta de energía se adecue a la demanda en todo momento, más las señales económicas para la oferta de generación; debe buscar ser estables y con mecanismos claros y transparentes para todos los agentes lo que permita la instalación de capacidad de potencia disponible en el sistema y con ello sea sustentable el sistema de una manera técnica, política como económicamente. Dichas características la presentan los mercados financieros específicamente las opciones.

Para poder enfrentar estos inconvenientes presentes en el mercado, resulta útil analizar a otros mercados con características similares; el presente trabajo realiza el estudio del mercado de opciones para la remuneración de potencia aplicado al sector eléctrico y la aplicabilidad de esta metodología en Ecuador.

*A mi Querida Esposa Lore y mi hija Kimberly por la compañía y paciencia en las largas horas que me aleje para el desarrollo del presente trabajo.*

## **Agradecimientos**

Después de recorrer el camino y alcanzar la meta trazada, la satisfacción es grande, de acuerdo al esfuerzo, tiempo y recursos invertidos, haciendo necesario tener un control para poder expresar los agradecimientos sinceros.

En primer lugar agradezco a Nuestra Señora del Quinche por haberme permitido llegar con salud y animo hasta este punto; por la ayuda y protección durante todo este tiempo de esfuerzo y trabajo.

Especialmente, deseo agradecer al profesor Ing. Wilson Abad, por el privilegio en contar con su experimentada guía mediante sus conocimientos y experiencia, que muestra su continua labor profesional y académica. Debo reconocer su gran paciencia durante las largas horas de revisión y análisis de los borradores del trabajo, por lo cual expreso mi gratitud.

También expreso mi agradecimiento al CONELEC, Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE al Ing. Edwin Gordón por la valiosa información proporcionada y todas aquellas personas que dedicaron parte de su tiempo y de alguna forma contribuyeron al trabajo.

Finalmente, no puedo dejar pasar la oportunidad para expresar mi agradecimiento al cuerpo docente y administrativo de la universidad, por haberme acogido y brindarme su apoyo durante mi permanencia.

## CONTENIDO

	Pág.
<b>CAPÍTULO 1: MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO</b>	
1.1. Introducción.....	1
1.2. Evolución de los Modelos del Sector Eléctrico.....	1
1.3. El Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	3
1.3.1. Estructura del Sector Eléctrico .....	4
1.3.2. La nueva industria del Sector Eléctrico.....	6
1.3.3. Mercado Ocasional y de Contratos en el Sector Eléctrico .....	8
1.4. Mercado de Potencia: Análisis de la normativa vigente.....	10
1.4.1. Potencia Remunerable Puesta a Disposición.....	10
1.4.1.1. Precio Unitario de Potencia.....	11
1.4.2. Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.....	13
1.4.3. Reserva Adicional de Potencia.....	13
1.4.3.1. Remuneración de la Potencia a los Generadores.....	14
1.4.3.2. Recaudación del Costo de Potencia de los Agentes del Mercado.....	14
<b>CAPÍTULO 2: MODELOS DE PAGO DE POTENCIA</b>	
2.1. Introducción.....	16
2.2. Evolución y dificultades en el Pago de Potencia.....	16
2.3. Pago de Potencia a través de la Energía.....	18
2.4. Pago explícito de Potencia.....	19
2.5. Mercado de Disponibilidad.....	21
2.6. Comparación de Modelos.....	22
<b>CAPÍTULO 3: MERCADO DE OPCIONES PARA EL PAGO DE POTENCIA</b>	
3.1. Introducción.....	24
3.2. Descripción del Mercado Propuesto.....	24
3.2.1. Ofertas de Plantas Hidráulicas.....	27
3.2.2. Ofertas de Plantas Térmicas.....	29
3.3. Aspectos del Mercado Propuesto.....	29
3.3.1. Ingresos de los generadores.....	29
3.3.1.1. Generador instalado.....	29
3.3.1.2. Generador Nuevo.....	30
3.3.1.3. Interpretación de la penalización.....	32
3.3.2. Horizontes de la Subasta.....	32
3.4. Condiciones que garantizan el nuevo mercado.....	34
3.5. Modelo Chileno.....	36
3.5.1. Organización General del Mercado.....	36
3.5.2. Operación Comercial del Mercado.....	37
3.5.3. Pagos por Potencia mediante Opciones en Chile.....	38
3.5.3.1. Limitaciones para la utilización de Opciones en Chile.....	39
3.6. Modelo Colombiano.....	40
3.6.1. Descripción del Mercado Eléctrico Colombiano.....	40
3.6.2. Bolsa de Energía del Mercado Eléctrico Colombiano.....	41
3.6.2.1. Objetivos de la Bolsa de Energía.....	42
3.6.2.2. Operación de la Bolsa de Energía.....	42
3.6.2.3. Garantía de Suministro de Electricidad en Colombia.....	45
3.6.2.4. Criterios básicos sobre el cargo por capacidad en Colombia.....	46
3.6.2.5. Críticas al cargo por capacidad en Colombia.....	48

3.6.3.	Pagos por Potencia mediante Opciones en Colombia .....	48
3.6.4.	Comparación del Mercado de Potencia de los Países.....	52
CAPÍTULO 4: APLICACIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ECUATORIANO		
4.1	Introducción.....	54
4.2	Antecedentes generales.....	54
4.3	Metodología de Simulación.....	54
4.4	Comparación entre pago actual y modelo propuesto de la potencia .....	60
4.4.1	Caso de demanda máxima .....	62
4.4.2	Caso de demanda mínima.....	64
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
5.1	Conclusiones.....	67
5.1.1	Del Mercado Eléctrico Ecuatoriano .....	67
5.1.2	De los Modelos de Pago de Potencia.....	68
5.1.3	Del Mercado de Opciones para el Pago Potencia.....	69
5.1.4	De la Aplicación al Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano .....	70
5.2	Recomendaciones .....	71
	Bibliografía.....	73

## **Organización y estructura**

Para llevar adelante el presente trabajo se ha planteado la siguiente propuesta:

El capítulo 1 permite mostrar las características y estructura del sector eléctrico ecuatoriano, orientado a mostrar el mercado del pago de potencia mediante un análisis crítico de la situación actual del modelo.

El capítulo 2 muestra el marco teórico de los distintos modelos de pago de potencia; analizando sus propiedades, función económica, metodología de valoración aplicada en mercados eléctricos. Todo ello por medio de la identificación de los riesgos asociados a la transacción de energía eléctrica en un mercado competitivo y cuales pueden ser susceptibles de ser cubiertos por medio del pago de potencia.

El capítulo 3 describe el mercado de opciones y su aplicación al mercado de pago de potencia en un mercado eléctrico real, como es, el caso del mercado eléctrico chileno y colombiano que posee características semejantes al mercado eléctrico del Ecuador.

El capítulo 4 presenta la aplicación desarrollada en EXCEL<sup>®</sup> que permite el análisis de las ofertas en el mercado de potencia a través de opciones, se indica además las modificaciones requeridas al proceso y uso de opciones en el pago de la potencia por parte los diferentes agentes generadores del mercado eléctrico del Ecuador.

El capítulo 5 permite indicar las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## **Glosario de términos**

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CATEG	Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
SNI	Sistema Nacional Interconectado
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
CEPSE	Comité de Ejecución de las Políticas del Sector Eléctrico
CENACE	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
RSFMEM	Reglamento Sustitutivo del funcionamiento del MEM
PUP	Precio Unitario de Potencia
PRPD	Potencia Remunerable Puesta a Disposición
kW	Kilowatios
kWh	Kilowatios hora
MW	Megawatios
MWh	Megawatios hora
GWh	Gigawatios hora
P	Potencia
H	Horas
IH	Índice de Disponibilidad Histórica (%)
SDDP	Modelo de despacho hidrotérmico estocástico con restricciones de transmisión
CENS	Costo de Energía no Suministrada
PM	Precio del Mercado de Energía en US \$/MWh
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CND	Centro Nacional de Despacho
XM	Expertos en Mercados.

## **CAPÍTULO 1: MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO**

### **1.1. Introducción**

Este capítulo realiza una descripción de la evolución y situación actual del sector eléctrico, el proceso de desarrollo de modelos que se ajuste a las características de la industria eléctrica; en busca de la creación de mercados lo suficientemente desarrollados y con cierto nivel de estabilidad.

Analizar la normativa del Mercado Eléctrico Mayorista, relacionada con la remuneración de potencia; con la finalidad de determinar los siguientes aspectos fundamentales:

- Los conceptos de potencia, sujetos a remuneración.
- Remuneración de la potencia a los generadores.
- La recaudación del costo de potencia de los agentes del mercado.

### **1.2. Evolución de los Modelos del Sector Eléctrico**

Un sistema eléctrico, esta constituido fundamentalmente por tres fases: generación, transmisión y distribución incorporando una cantidad de equipamiento interconectado entre si para brindar mayor cobertura y atender a los diferentes tipos de consumidores de manera económica y confiable, lo que hace que sea un sistema con un extraordinario desenvolvimiento en todos sus segmentos; en el parque generador mediante el aprovechamiento de los diferentes recursos disponibles, en el sistema de transmisión llegando a la estructura de mallas a niveles de voltaje elevados; y en la distribución que constituyen autopistas de transporte de energía eléctrica a niveles de voltaje menos peligrosos y adaptados al consumo de los usuarios. Ese continuo crecimiento transformo a la energía eléctrica en un producto accesible a la mayoría de la población.

Esto produce la creación de sistemas de operación en cada país, creando subsistemas; los cuales poseen diferencias en capacidad instalada y en el mercado atendido, buscándose siempre aprovechar las ventajas que posee cada uno a fin de abaratar el costo de la energía.

En la década de 1970, el modelo aplicado en el sector eléctrico tenía una fuerte presencia Estatal <sup>1</sup> como propietario de los activos de las empresas dedicadas a suministrar los servicios de energía eléctrica gracias a la amplia disponibilidad de recursos proporcionados por los organismos gubernamentales; así como fuentes de financiamiento para el sector eléctrico a través de líneas de crédito en condiciones privilegiadas proporcionadas por los organismos internacionales como es el Banco Mundial - BID.

Ese modelo que permitió el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica durante algunas décadas, se agotó, principalmente por la incapacidad de crear las condiciones de sustentabilidad generadas por la propia operación del sistema a través de una justa retribución por la prestación del servicio aplicando tarifas reales, sino que, permanentemente el sector dependía de recursos vinculados o subsidiados y medidas políticas anti-técnicas, dado el impacto social debido a la penetración del servicio de energía eléctrica y la gran acogida que esas acciones genera al gobierno.

Más, debido a la dinámica de la economía mundial y a la nueva postura de las agencias multilaterales de financiamiento las cuales redujeron drásticamente las líneas de crédito hizo que el modelo estatal sea seriamente afectado. A finales de la década de los 80's y principios de los 90's, por la aplicación de estas medidas, se dio la necesidad de la transformación hacia nuevo modelo, basado principalmente en la inversión privada, la cual, para comprometer recursos analiza las condiciones de riesgo en las cuales los realiza; así la finalidad de esta reestructuración a más de abastecer la demanda es la de lograr la eficiencia económica en el sector eléctrico por medio de una política comercial la cual evoluciona hacia una apertura de mercado cada vez más amplia; esto hace que a más de los mecanismos tradicionales deba contar con otros mecanismos aplicados en otros mercados similares más eficientes y participativos como son los instrumentos financieros que para el caso del estudio se centrará su análisis en las opciones.

Esta reestructuración del sector eléctrico permite alcanzar la eficiencia económica; de esa manera permitir al propio mercado distribuir los recursos por medio de acciones competitivas.

---

<sup>1</sup> En los sistemas Eléctricos abiertos a la actividad privada mediante modelos de competencia son Inglaterra y Chile a principios de los 90's

Esto hace que los generadores (productores) enfrenten riesgos como en cualquier otro mercado, los cuales al ser identificados, cuantificados pueden ser cubiertos por medio del uso de opciones y otros instrumentos financieros, con lo que se puede evaluar los beneficios del uso de las mismas.

El mercado de energía eléctrica como cualquier otro mercado posee consumidores y productores los cuales desean tener un adecuado nivel de certeza sobre los precios de la energía eléctrica, más la incertidumbre propia del sector eléctrico en cuanto a la disponibilidad de recursos hace que los precios de la electricidad presente una elevada volatilidad.

En el mercado eléctrico del Ecuador existen mecanismos para la protección de los agentes dado principalmente por medio de contratos, los mismos, que permiten un acuerdo para transferir las responsabilidades y los riesgos asociados del negocio entre los diferentes agentes como son: suministro de energía, variaciones del precio, calidad del servicio, pago de peajes, etc.; así se infiere que el mercado de contratos es un mercado físico; ahora se desea analizar la conveniencia y factibilidad aprovechar las características de la naturaleza financiera por medio de opciones.

### **1.3. El Sector Eléctrico Ecuatoriano<sup>2</sup>**

El sector eléctrico ecuatoriano para el año 2006 está constituido en su fase de generación por 13 empresas generadoras (privadas o públicas o mixtas) que abastecen el 90.4% de la demanda nacional anual y el 9.6% se encuentra conformado por la generación de las empresas de distribución, autoproducción y generación no convencional. Las empresas de generación operan centrales hidroeléctricas mayoritariamente y térmicas; la transmisión lo realiza la empresa de transmisión TRANSELECTRIC cuyo propietario es el estado por medio del Fondo de Solidaridad, la distribución de energía eléctrica se realiza por medio de 18 empresas que poseen la respectiva concesión para suministrar el servicio.

El sistema eléctrico ecuatoriano posee una capacidad instalada a junio de 2007 de 3751 MW de los cuales 2022 MW son de generación hidráulica. Durante el primer semestre de 2007 se presentó en promedio 750 MW-mes indisponibles. La central más grande del país es la central hidroeléctrica de

---

<sup>2</sup> Información obtenida del “INFORME ANUAL 2006” del CENACE.

Paute con 1075 MW, la generación termoeléctrica está constituida fundamentalmente por unidades a vapor que utilizan fuel oil, unidades a gas y unidades a diesel.

La demanda máxima de potencia del año 2006 alcanzó el valor de 2641,6 MW. La energía en los puntos de entrega de consumo fue de 14433,96 GWh que fue abastecida por la producción de generación 12.863,49 GWh, de los cuales 1570,47 GWh provienen de las interconexiones eléctricas de Colombia.

La estructura de la demanda es la siguiente: un 47.12% se presenta en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (21.84%) y de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –CATEG- (25.28%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, el 52.88% representa a 16 empresas de distribución y 85 Grandes consumidores.

El Sistema Nacional Interconectado –SNI- está conformado por la red troncal de transmisión en base a un anillo de 230 kV de doble circuito al cual alimentan las grandes centrales y del cual se inyecta energía a las 18 empresas distribuidoras interconectadas.

### **1.3.1. Estructura del Sector Eléctrico**

Hasta los inicios del año 1996, el sistema eléctrico ecuatoriano estaba administrado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL el cual era propietario de la generación, transmisión y distribución de la energía y se encargaba de la planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento, regulación, control y la tarificación del sector eléctrico nacional.

El INECEL, fue creado por la década de 1970, aprovechando los fuertes ingresos que el país comenzó a recibir, producto de la explotación petrolera esto hizo posible que el sector eléctrico nacional tenga un proceso intensivo de electrificación, se construyeron grandes centrales de generación, las redes necesarias para configurar el Sistema Nacional Interconectado, lo que permitió la conformación y estructuración de áreas de planificación, operación y control requeridas para administrar el sistema eléctrico.

La liberalización de la economía y la globalización de los mercados, de los años 90's; así como la falta de financiamiento en las empresas estatales

verticalmente integradas como INECEL, empiecen a mostrar sus falencias por la forma de administrar técnica-económicamente el negocio eléctrico, lo que provocó de racionamientos de energía por falta de inversiones en los últimos períodos de estiaje de los años 1995, 1996 y 1997 con las consecuencias desastrosas en el sector productivo el incremento de las pérdidas y el desfinanciamiento en las tarifas.

Debido a la falta de recursos y a las crisis que enfrentaba el sector, Ecuador al igual que otros países inició un profundo cambio jurídico-institucional para permitir la implantación de mercados eléctricos cuyo producto a ser comercializado de manera independiente al del suministro físico de energía es la energía eléctrica<sup>3</sup>. Esto hace posible la creación del mercado eléctrico mayorista de energía –MEM- en el cual puede participar las diferentes empresas de generación que ofertan el producto a las empresas de distribución (consumidores residenciales, comerciales e industriales) y grandes consumidores<sup>4</sup> que representan a la demanda y cuyo nexo de conexión física para la transacción del producto es la red de transmisión eléctrica denominado SNI<sup>5</sup>.

El nuevo sector eléctrico se estructura sobre la base de la división natural de actividades de generación, transporte y distribución, permitiendo la competencia en la actividad de generación, descendiente de la estructura estatal liderada por el INECEL, cuya vida jurídica terminó el 31 de marzo de 1999.

El despacho de los recursos del sistema esta definido de acuerdo al precio del producto de la energía eléctrica en el mercado de corto plazo “*mercado Spot*” a partir de la libre interacción entre la oferta y la demanda. En Sudamérica los mercados Spot típicos son: Argentina, Chile y Ecuador donde los participantes comercializan la energía diariamente, mediante normas establecidas.

---

<sup>3</sup> Arriagada J. Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico Chileno 2001, Pág. 14

<sup>4</sup> Consumidores cuyo consumo y conexión a la red posee características específicas y normadas por el Regulador.

<sup>5</sup> Elementos físicos (líneas eléctricas, subestaciones y otros) que conforman la red. Para el caso del Ecuador es el denominado Sistema Nacional Interconectado S.N.I

### 1.3.2. La nueva industria del Sector Eléctrico

A partir del 10 de octubre de 1996 debido a la publicación de la ley del Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador-LRSE-<sup>6</sup> el estado realizó la reestructuración del sector eléctrico y ya es una realidad en el país, el cual establece las reglas económicas para la interacción entre los diferentes componentes de la industria eléctrica: generación, transmisión, distribución y grandes consumidores y crea el mercado eléctrico mayorista y norma sus funciones y estructura.

En todos los países la reestructuración en mayor o menor grado cuenta con la participación privada y el gobierno como regulador y controlador para permitir el normal desenvolvimiento del mercado. En la Figura 1 se muestra la estructura de las instituciones creadas para la conformación del mercado eléctrico.

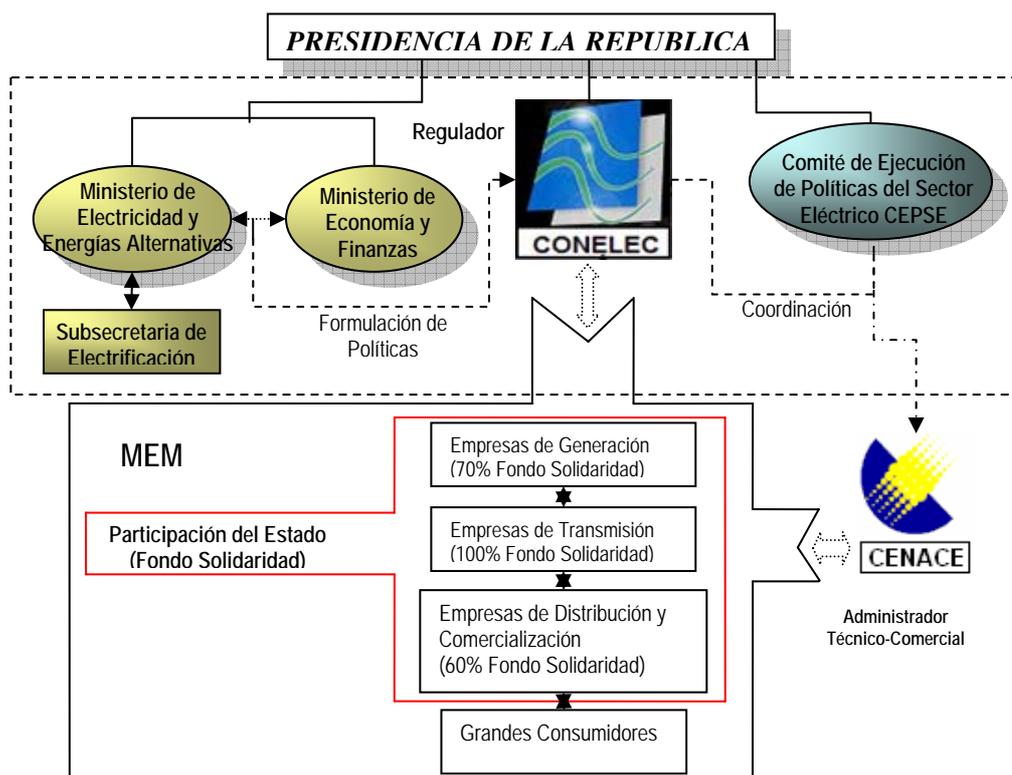


Fig. 1. Estructura y funciones del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano –MEM-  
Fuente: CONELEC

<sup>6</sup> Publicada en el Registro Oficial No. 43 del 10 de octubre de 1996

## **CONELEC**

El Consejo Nacional de Electrificación, es el organismo regulador y de control del sector eléctrico<sup>7</sup> y entre sus principales funciones se encuentran:

- Emitir regulaciones para generación, transmisión, distribución, clientes y mercado.
- Elaborar el plan referencial de electrificación
- Aprobar pliegos tarifarios
- Otorgar concesiones, permisos, licencias
- Controlar el cumplimiento de la normatividad en las actividades del sector.

## **CENACE**

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía es el organismo encargado por Ley de la coordinación de la operación integrada del Sistema Nacional Interconectado y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista; entre sus principales funciones son<sup>8</sup>:

- Efectuar el despacho de recursos del sistema eléctrico con el criterio de mínimo costo de producción.
- Coordinar la operación del sistema en tiempo real.
- Preparar el planeamiento operativo de largo, medio y corto plazo.
- Liquidar las transacciones en el mercado ocasional y de Contratos.
- Informar del funcionamiento del mercado a los participantes y al CONELEC.

## **EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

A partir del 1 de abril de 1999, inicio las operaciones del mercado en base a las nuevas reglas indicadas en la LRSE<sup>9</sup>. El mercado eléctrico mayorista –MEM- es el punto de encuentro de los diferentes participantes del negocio eléctrico, constituye, en lo físico el sistema eléctrico de potencia y en lo comercial las transacciones entre los diferentes agentes.

---

<sup>7</sup> Art. 13 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico

<sup>8</sup> Art. 23 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico

<sup>9</sup> Art. 45 de LRSE, Art. 76 del Reglamento de la LRSE, Art. 4 del Reglamento sustitutivo del régimen de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

El Mercado Eléctrico Mayorista, se encuentra constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores interconectados a través del sistema nacional interconectado.

### 1.3.3. Mercado Ocasional y de Contratos en el Sector Eléctrico

En el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, denominado en el Ecuador como Mercado Ocasional –MO-, y conocido comúnmente en otros mercados eléctricos como spot, en el cual la producción y el consumo de la energía se valoran en el corto plazo (cada hora), y especialmente, dependiendo del lugar de producción y consumo en base al precio marginal<sup>10</sup> de corto plazo del sistema determinado en base a la minimización de los costos variables de producción de la generación, más; el precio presenta una variabilidad debido a la disponibilidad de recursos: generación, combustibles, afluentes a las centrales hidráulicas para lo cual la Ley permite la celebración de contratos entre la generación y la demanda, de esa manera lograr una estabilización en precios para la producción y consumo; estos contratos constituyen el mercado a plazo, los mismos no tienen influencia en el despacho de los recursos del sistema, sino únicamente en las transacciones comerciales entre los agentes involucrados<sup>11</sup>.

La LRSE<sup>12</sup> permite que los agentes del MEM realicen contratos a plazo los cuales tienen las siguientes características:

- Se acuerdan libremente “entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año”.
- El plazo de registro del contrato por parte del Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- es de 10 días y el inicio de la vigencia del mismo luego del registro es de 20 días; al igual que sus modificaciones.
- El objeto del contrato es comprar y vender energía eléctrica.
- El cumplimiento del contrato no afectara el despacho de los recursos de acuerdo a la normativa del mercado eléctrico.

---

<sup>10</sup> El concepto de precio marginal se refiere en este caso al precio colocado por la última unidad despachada

<sup>11</sup> Arguello, G. Experiencias en la Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Ecuatoriano. 2001

<sup>12</sup> Art. 46 de la LRSE

Mediante el reglamento sustitutivo de la LRSE<sup>13</sup>, permite incluir la celebración de contratos entre los distribuidores y grandes consumidores.

De acuerdo con el capítulo IV del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista -RSFMEM<sup>14</sup> establece el alcance, cumplimiento y aspectos sobre el registro y administración de los contratos a plazo, en el CENACE, donde principalmente se indica lo siguiente:

- La potencia y energía de los generadores térmicos e hidráulicos que pueden ser colocada en los contratos;
- Incluye a las transacciones internacionales de energía –TIE-.

El punto de medición comercial de la energía comprometida puede ser:

- Lugar de conexión del generador al SNI; en esta situación los cargos adicionales para que el servicio llegue al lugar de consumo corre por cuenta del comprador (cargos de la red a TRANSELECTRIC y Distribuidores).
- Lugar de conexión en el sistema de distribución los cargos adicionales son compartidos entre el vendedor y comprador.

La Figura 2, permite observar el monto en millones de dólares negociado en el MEM para el año 2006.

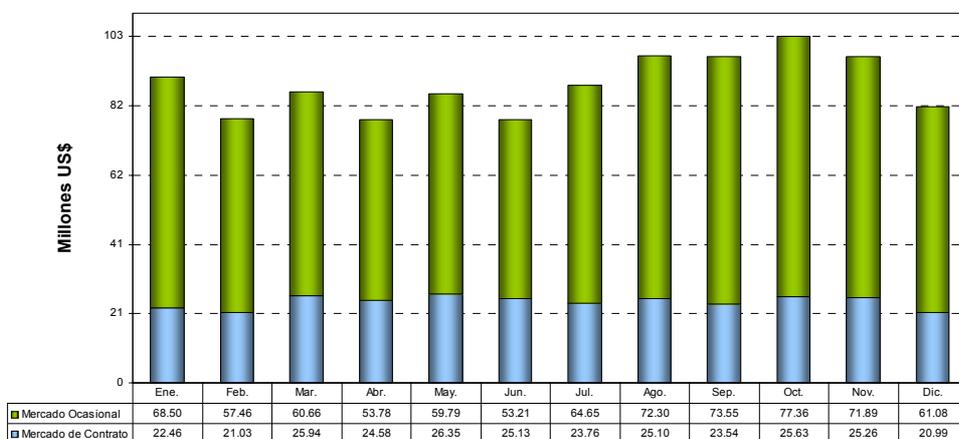


Fig. 2. Transacciones Económicas negociadas en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano en el año 2006.

Fuente: CENACE.

<sup>13</sup> Art. 78 de la LRSE

<sup>14</sup> Art. 29, 30 y 31 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

#### 1.4. Mercado de Potencia: Análisis de la normativa vigente

El mercado de potencia está determinado por medio del artículo 48 LRSE y el RSFMEM<sup>15</sup>, donde se definen de forma explícita los conceptos de potencia que son remunerados por parte del MEM y mediante regulación<sup>16</sup> se detalla la metodología de cálculo de la magnitud de potencia a ser remunerada a cada generador; los conceptos que considera la normatividad son:

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición.
- Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Reserva Adicional de Potencia.

De acuerdo con la normativa del Mercado Eléctrico Mayorista, estos tres conceptos de potencia son los únicos remunerados por el mercado. Cualquier otro concepto de potencia, está fuera de la normativa y no debe ser reconocido por el mercado para alguna remuneración.

A continuación se detalla cada uno de los conceptos sobre el pago de potencia en el MEM:

##### 1.4.1. Potencia Remunerable Puesta a Disposición.

El artículo 16 del RSFMEM define a la potencia puesta a disposición como la magnitud de potencia activa a ser remunerada a cada generador; el CENACE determina esta magnitud hasta el 30 de septiembre de cada año y la misma se aplica para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses, pudiendo efectuarse reajustes de dicho cálculo.

Esta norma presenta cierta inconsistencia, al considerar que las potencias calculadas hasta el 30 de septiembre son aplicables para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses y, a continuación manifestar que pueden efectuarse reajustes de dicho cálculo.

La Potencia Remunerable Puesta a Disposición se remunera al precio unitario de potencia<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> Art. 16, 17, 18, 25 y 27 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

<sup>16</sup> Normas expedidas por CONELEC, para detallar la estructura y aplicación de las diferentes leyes y reglamentos; para el caso de la remuneración de potencia es la Regulación No. CONELEC – 003/04.

<sup>17</sup> Art. 18 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

### 1.4.1.1. Precio Unitario de Potencia.

El precio unitario de potencia -PUP-, calculado por el CONELEC, corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica que puede suministrar generación en la demanda máxima en condiciones hidrológicas secas.

El costo mensual de capital se determina a través 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, será definido cada cinco años por el CONELEC.

La determinación del PUP y los parámetros utilizados, aprobados por el CONELEC, se encuentran en la tabla 1, y su análisis detallado se muestra a continuación:

DETERMINACIÓN DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA REMUNERACIÓN	
EQUIPAMIENTO EQUIVALENTE: TURBINA DE GAS DE CICLO ABIERTO	
<b>DATOS DEL EQUIPAMIENTO:</b>	
CAPACIDAD INSTALADA (MW)	90
POTENCIA FIRME (MW)	81
<b>INVERSIÓN TOTAL DE LA PLANTA (MILES USD\$-INSTALADO)</b>	<b>36,000</b>
VIDA ÚTIL (AÑOS)	15
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11.20%
<b>DESEMBOLSO ANUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)</b>	5,062
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES USD\$)	720
COSTO TOTAL ANUAL (MILES USD\$)	5,782
<b>COSTO MEDIO ANUAL (USD\$/kW)</b>	<b>71.38</b>
<b>CÁLCULO DEL DIVIDENDO MENSUAL</b>	
VIDA ÚTIL (MESES)	180
TASA DE DESCUENTO MENSUAL	0.889%
<b>DESEMBOLSO MENSUAL PROMEDIO REQUERIDO (MILES USD\$)</b>	402
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES USD\$)	60
COSTO TOTAL ANUAL (MILES USD\$)	462
<b>COSTO MEDIO MENSUAL (USD\$) -PUP</b>	<b>5.70</b>
<b>COSTO MEDIO MENSUAL REFERIDO A ENERGÍA (USD\$/kWh)</b>	<b>0.013079</b>

Tabla. 1. Cálculo de PUP. Fuente: CONELEC.

- La potencia firme es el 90% de la capacidad instalada.
- La inversión total de la planta es el resultado de multiplicar la capacidad instalada con el costo por kW, que en este caso es de 400 US \$/kW.
- El desembolso anual promedio requerido es la anualidad de las inversiones realizadas en la cobertura de máxima demanda, en el

que se involucra la inversión total de la planta, la vida útil de la unidad y la tasa de descuento anual.

- Los costos fijos de operación y mantenimiento son el 2% del valor de la inversión total de la planta (porcentaje de operación y mantenimiento).
- El costo total anual es la suma del desembolso anual promedio requerido y los costos fijos de operación y mantenimiento.
- El costo medio anual es la relación entre el costo total anual y la potencia firme de la unidad.
- El desembolso mensual promedio requerido es la anualidad, en meses, considerando la vida útil (en meses), la tasa de descuento mensual y la inversión total de la planta.
- Los costos fijos de operación y mantenimiento mensuales son el resultado de dividir el costo fijo de operación y mantenimiento anual entre los 12 meses del año.
- El costo total mensual es la suma del desembolso mensual promedio y los costos fijos mensuales de operación y mantenimiento.
- El costo medio mensual (PUP), es el costo total mensual, sobre la potencia firme de la unidad.
- El costo medio mensual referido a energía es la relación entre el costo medio anual y el 62.3% de las horas de disponibilidad al año (8760h), donde el 62.3% corresponde al factor de carga de la unidad.

De lo que se desprende que el factor de carga de la unidad (62.3%), no corresponde al de una unidad para cubrir demanda máxima; sino que considera el de una unidad que cubre demanda media (planta de vapor), en cuyo caso el factor de carga está entre 0.5 a 0.3.

Para encontrar el costo medio mensual de energía se requiere calcular la suma del costo por potencia, costos de reserva secundaria de frecuencia, costos de arranque de las unidades de turbo vapor y reserva adicional de potencia y a esta suma dividirla para la energía total de la curva de carga; el resultado obtenido es un valor cercano a 1.3, que es el valor de costo medio mensual referido a energía, indicado en la tabla 1.

Al realizar la conversión del costo medio mensual, que está en US \$/kWmes, a US \$/kWh, se obtiene el valor 0.00792. El valor con el que se paga en el resto de países es aproximadamente 0.0085 US \$/kWh; notándose en este caso que en el Ecuador se está pagando con un valor menor a los estándares de los mercados eléctricos a nivel Sudamericano.

#### **1.4.2. Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia**

Se define la reserva de regulación secundaria de frecuencia como el margen de variación de potencia de un grupo de generadores del sistema eléctrico para seguir las variaciones en el abastecimiento de la demanda.

Tanto la reserva requerida para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, serán determinadas por el CENACE<sup>18</sup>.

La Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia se remunera al precio unitario de potencia.<sup>19</sup>

#### **1.4.3. Reserva Adicional de Potencia**

Semanalmente, el CENACE analiza los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Cuando del análisis semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, ésta será licitada de conformidad con la ley<sup>20</sup>.

Esta norma presenta imprecisión, ya que deja abierta la ley con la cual se debe realizar la licitación. Al parecer se refiere al artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, pero no se especifica.

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia<sup>21</sup>.

---

<sup>18</sup> Art. 17 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

<sup>19</sup> Ídem.

<sup>20</sup> Ídem

<sup>21</sup> Art. 18 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

Esta norma no tiene la precisión adecuada, ya que permite dos posibilidades de remuneración a los generadores adjudicados por menores precios de oferta:

- A cada generador se le remunera con su correspondiente precio de oferta.
- A cada generador se le remunera con el máximo valor de los precios de oferta.

#### **1.4.3.1. Remuneración de la Potencia a los Generadores.**

El artículo 25 del RSFMEM, establece que la remuneración a los generadores por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia, cuya parte fundamental se cita textualmente a continuación:

*“El CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá 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, de conformidad a lo establecido en los artículos 16 y 17 de este Reglamento y a los precios de potencia establecidos en el artículo 18.*

*En los meses en los que la unidad o planta esté indisponible total o parcialmente se aplicará el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la potencia media puesta a disposición en ese mes”.*

La norma determina explícita y precisa, aspectos importantes, tales como:

- Los tres conceptos de potencia que remunera el MEM y,
- La remuneración corresponde al menor valor entre la PRPD calculada para el generador y la potencia media puesta a disposición mensual. Por tanto, no se remuneran las indisponibilidades.

#### **1.4.3.2. Recaudación del Costo de Potencia de los Agentes del Mercado.**

El artículo 25 del RSFMEM, establece que la recaudación del costo mensual de todos los conceptos de potencia, cuya parte fundamental se cita textualmente a continuación:

*“Una vez concluido cada mes y para el mes terminado, el CENACE establecerá el valor que se debe cobrar a cada receptor por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia,*

*Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo-vapor en el MEM. Este monto se calculará sobre la base de la energía recibida en las horas de punta y de demanda media, en su nodo, valoradas con el Cargo Equivalente de Energía”.*

La norma determina explícita y precisa, aspectos importantes, tales como:

- Los tres conceptos de potencia que remunera el MEM y,
- El monto mensual de la remuneración de potencia, la cual pagan los receptores de energía en las horas de punta y demanda media.

El costo de arranque y parada de unidades turbo-vapor no es un concepto de potencia, es un costo que el mercado remunera a los generadores de ese tipo.

## CAPÍTULO 2: MODELOS DE PAGO DE POTENCIA

### 2.1. Introducción

En el presente capítulo, se muestra las distintas maneras que el mercado de energía eléctrica ha enfrentado a la falta de inversión en generación debido a la infra-inversión<sup>22</sup> por aversión al riesgo de no recuperar sus capitales por motivos sociales, económicos y políticos que afecten el precio de la energía producida. En este sentido el pago de potencia se constituye en un mecanismo que permite estimular la inversión a largo y mediano plazo en los sistemas eléctricos.

### 2.2. Evolución y dificultades en el Pago de Potencia.

La reestructuración de los mercados eléctricos ha permitido experimentar cambios en sus características, funcionamiento y tecnología utilizada. La teoría económica clásica indica que en un mercado ideal cualquier variación del precio o de las características del producto, provocaría en los consumidores el cambio de las políticas de consumo permitiendo ello acoplarse a la nueva realidad. En el caso del mercado eléctrico los consumidores determinarían las características del producto (energía eléctrica) que se acople a sus necesidades y preferencias; por medio de este proceso se logra una intervención responsable en el mercado y así alcanzar niveles de reserva, instalación de tipos de generación adecuados en función de los requerimientos del sistema; con todo esto la existencia del regulador en un mercado ideal es innecesaria, ya que las decisiones y exigencias sobre el producto lo hacen los consumidores, los cuales cuentan con toda la información necesaria y los conocimientos técnicos adecuados.

Más, en un mercado eléctrico real los consumidores no poseen los conocimientos y preparación para determinar las características del producto que le conviene y menos aún detallar el nivel de seguridad<sup>23</sup> que desea.

Así, las señales proporcionadas por los consumidores no reflejarían los niveles de requerimiento en características y seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica; esto conjuntamente con la falta de competitividad en la

---

<sup>22</sup> El concepto de infra-inversión se refiere en este caso a la poca o reducida inversión presentada por los agentes del mercado eléctrico.

<sup>23</sup> Seguridad entendida como número de horas en el abastecimiento de la demanda

oferta de generación debido entre otras causas a segmentos con economías de escala, concentración de propiedad, poder de mercado, etc.; todo ello no contribuye a alcanzar un mercado de libre competencia y alcance el equilibrio óptimo.

Por lo anterior se hace necesario la existencia de un regulador que guíe y vigile la participación de los diferentes agentes en el mercado desde un punto de vista neutral.

En la realidad de los mercados se ha observado la falta de inversión en generación, debido a que los generadores tienden a la infra-inversión, debido a la aversión al riesgo de no recuperar sus capitales, debido a la posible manipulación del precio de la energía por diferentes motivos; lo que puede llevar a racionamientos cuyo precio debe ser fijado por el regulador, estos precios techos ahondan aún más la tendencia a la infra-inversión debido a que los generadores no capturan el precio alto.

La necesidad de un mecanismo que estimule la inversión a largo y mediano plazo en un sistema eléctrico cobra relevancia; así el pago a la potencia que cada generador aporta para abastecer la demanda del sistema posibilita una mejor distribución de los ingresos de las unidades en especial de las unidades requeridas para atender la demanda máxima justificando las inversiones realizadas en el parque generador.

El regulador al fijar los niveles de seguridad y abastecimiento así como la remuneración de potencia la cual permite una distribución estable de ingresos a los generadores con ello los posibles precios altos debido al racionamiento no son un atractivo para los productores.

Con todo lo señalado se puede afirmar las siguientes señales a las que apunta la remuneración de potencia:

- Lograr la estabilización de los ingresos que captan las unidades que abastecen la demanda máxima.
- Lograr señales de inversión, para alcanzar los niveles de seguridad deseados.

Más, en la realidad existe dificultades que enfrenta el diseño de la remuneración de potencia tales como:

- La determinación del volumen total a ser remunerado
- El método de repartición entre las diferentes unidades de generación.

Los niveles de abastecimiento y seguridad deseados se encuentran estrechamente relacionados al volumen total a ser remunerado por lo que la estimación de esta magnitud debe ser adecuada; ya que operaciones más seguras involucran niveles importantes de inversión implicando un mayor costo, este debe ser asumido por el consumidor como en cualquier otro mercado; así el nivel de seguridad impuesto debe representar fielmente las necesidades planteadas por los consumidores.

El nivel de seguridad deseado no puede ser percibido y alcanzado en el corto plazo, esta situación dificulta aún más esta estimación, afectando el diseño de los pagos por potencia y directamente una de las señales de inversión de la generación; un volumen de remuneración bajo presenta como resultado una reducida capitalización a mediano plazo, lo que implica que aparezcan cortes de suministro eléctrico innecesarios debido a un crecimiento inadecuado del parque generador.

El punto más controversial es el método de repartición de la remuneración de potencia. Las diferentes tecnologías y características de los generadores, tales como: hidráulicos, térmicos, combustión interna, etc.; tendrán sus preferencias en la manera de realizar la repartición. Cualquier método de repartición debe ser objetivo, discutible y permitir la estabilización de ingresos de las unidades de generación que cubren la demanda máxima, premiando la contribución real de cada generador a la seguridad del sistema; así cualquier pago realizado en base a predicciones resultan menos efectivo ya que no comprometen a los generadores a estar presentes en los períodos requeridos.

Más; cualquier compromiso que contraigan un generador para adjudicarse el pago por potencia, ya sea directa o indirectamente permite tener un aporte a la seguridad del sistema.

A continuación se presentan diferentes modelos aplicados en distintos mercados eléctricos del mundo.

### **2.3. Pago de Potencia a través de la Energía.**

En algunos mercados la manera de incorporar la remuneración de potencia en los sistemas eléctricos, es por medio de un sobrepago al pago que se realizan los consumidores por la energía, el excedente representa el aporte en potencia que el generador está entregando al sistema.

La determinación del costo marginal de corto plazo, es por medio del uso de los precios de oferta y un algoritmo de optimización de la operación donde se valoriza el racionamiento, esto otorga remuneraciones extras a los generadores.

Este mecanismo es adoptado en el mercado eléctrico Inglés, cada generador presenta su oferta por la energía para las siguientes 24 horas y declara su disponibilidad cada media hora, con esta información se determina el precio que se compone de dos elementos: el costo de la energía y de la disponibilidad así se remunera tanto la energía como la potencia que el generador aporta al sistema. Así, se genera una distorsión en la señal de precio de la energía para conseguir los objetivos establecidos de seguridad del suministro a largo plazo.

La señal de inversión de largo plazo se realiza con una señal de corto plazo como lo es la energía con la condición de tener una alta precisión en la disponibilidad de las unidades, situación típica de sistemas térmicos o con baja componente hidráulica; lo que limita el uso de esta forma de pagar la potencia.

La figura 3, ilustra un diagrama del proceso del pago de potencia por medio de energía.

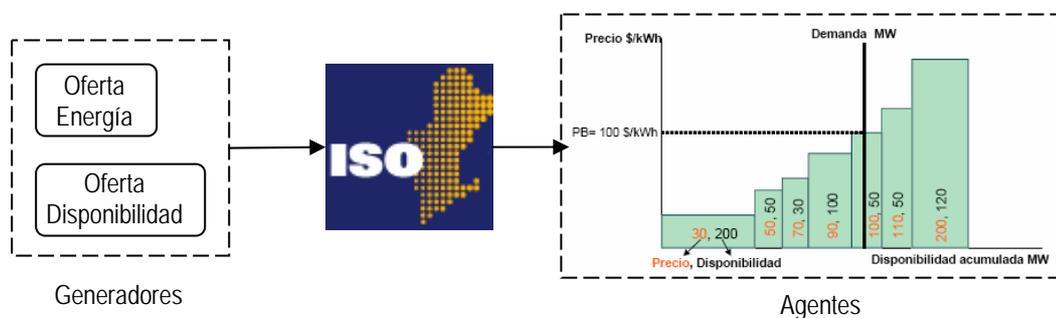


Fig. 3. Diagrama para el Pago de Potencia a través de la Energía. Fuente: Elaboración Propia.

#### 2.4. Pago explícito de Potencia.

Es un mecanismo que remunera de forma separada la potencia y la energía.

El pago por la potencia se basa en el cálculo antes de la operación del sistema a ser repartido a todas las unidades que estén disponibles en las horas de demanda máxima. Los mercados que aplican este mecanismo son: Chile, Argentina, España y Colombia. De acuerdo al país el concepto de pago de

potencia tiene diferentes denominaciones por ejemplo en Chile se habla de potencia firme, en España de garantía de potencia, en Argentina de precio de confiabilidad.

En Chile se remunera la potencia firme de cada unidad de generación independiente de despacho efectivamente realizado, siendo la filosofía el remunerar la potencia necesaria a fin de lograr el nivel de suficiencia deseado sin considerar la existencia o ausencia de la sobrecapacidad en el sistema.

Mediante este modelo de pago, las unidades requeridas en la demanda máxima reciben una remuneración durante todo el año y no solo en el período de demanda máxima, haciendo necesario tener un precio máximo para la energía para proteger al consumidor, y realizar una negociación con las unidades requeridas en la demanda máxima que verán afectado su ingreso por el rubro de energía cuando sean efectivamente requeridas.

Los problemas a los que se han visto sujetos los mercados que fijan un precio por el pago de potencia son los siguientes:

- La determinación del volumen total de remuneración, que es fijado por el regulador y difícil de justificarlo objetivamente; debido; a que los costos de los generadores, indisponibilidades son las mejores estimaciones que el regulador dispone. Más, cada una de ellas son variables posibles de manipular de acuerdo a intereses de los generadores.
- La forma de repartir las remuneraciones entre los generadores, al ser de acuerdo con la contribución de cada uno de los generadores al abastecimiento de la demanda, obtenida por medio de la ejecución de un modelo de simulación que posee criterios que no se pueden justificar objetiva y a veces pueden tener consideraciones discriminatorias dependiendo de las premisas e hipótesis utilizadas en el momento de realizar las simulaciones.
- El pago basado en simulaciones que representaran el comportamiento esperado de cada unidad de generación; provoca la falta de incentivos claros para que los generadores garanticen el abastecimiento de la demanda del sistema; ya que la operación real de los generadores será diferente a lo simulado especialmente si no existe un compromiso para ello.

La figura 4, ilustra un diagrama del proceso del pago explícito de potencia.

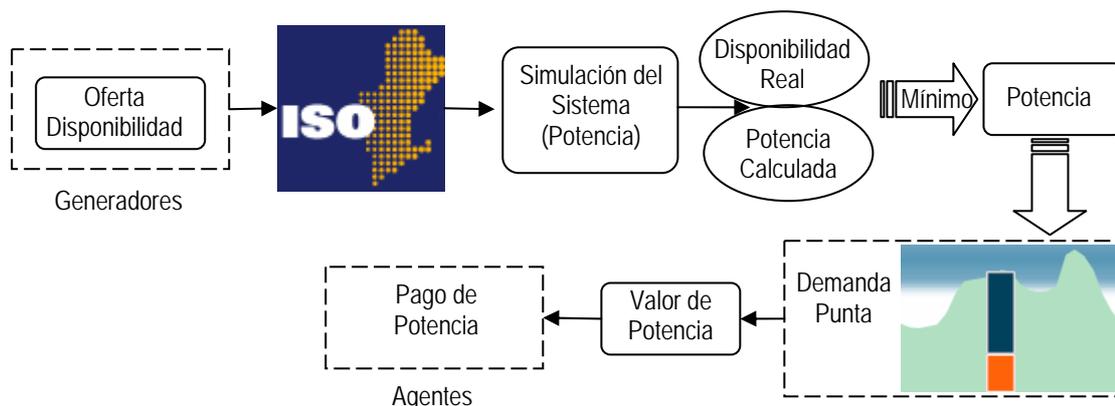


Fig. 4. Diagrama para el Pago Explícito de Potencia. Fuente: Elaboración Propia.

## 2.5. Mercado de Disponibilidad.

El nivel de seguridad del sistema lo establece el regulador, considerando las necesidades de los consumidores finales, al establecer la magnitud de potencia de cada generador cumpliendo sus características y/o restricciones de manera obligatoria estas deberán ser cumplidas produciendo o comprando potencia.

Este tipo de modelo al asegurar un nivel de potencia, busca que la probabilidad de desconexión de algún usuario, no sea mayor a una cierta tasa previamente determinada en un período de tiempo. Este modelo se implementa por medio de predicciones que consideran las reservas, mantenimientos y fallas para establecer la confiabilidad del sistema a través de un nivel de potencia.

Los derechos de potencia que posee el regulador, representan los intereses del consumidor siendo el espejo de las obligaciones aceptadas por los generadores, es decir, el producto potencia de los generadores son comercializados a través de derechos entre consumidores y generadores hasta alcanzar el nivel deseado. Más, a pesar que se logren niveles aceptables de seguridad y abastecimiento, los precios de la energía y potencia mantienen el riesgo de pago que realizan los consumidores.

La figura 5, ilustra un diagrama del proceso del pago de potencia en el mercado de disponibilidad.

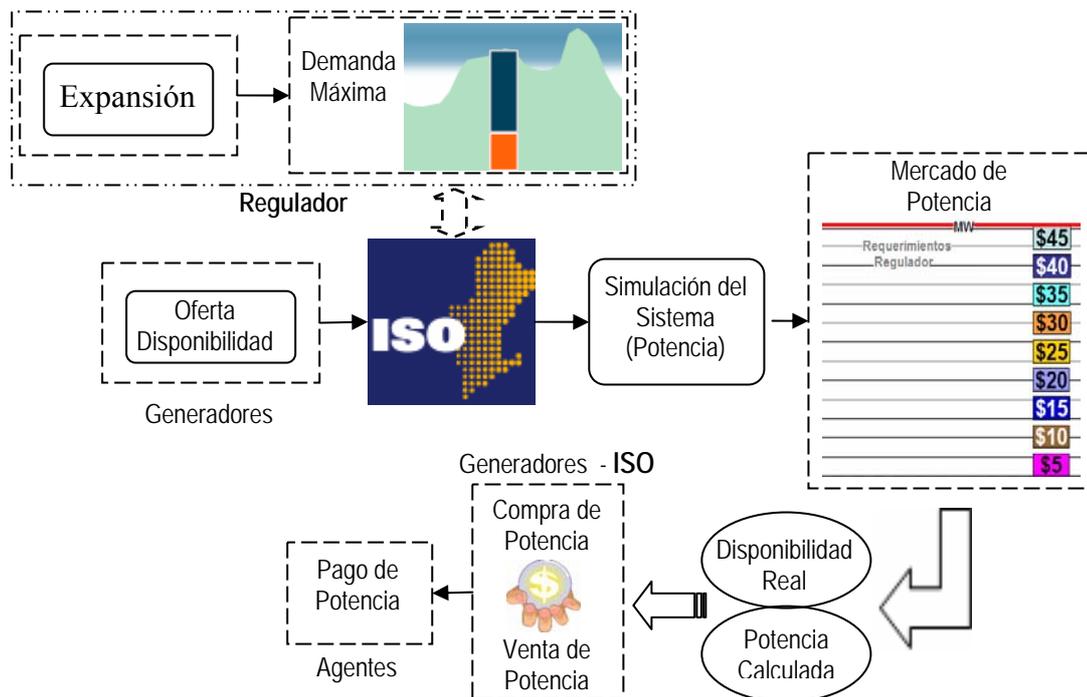


Fig. 5. Diagrama para el Pago de Potencia en el mercado de disponibilidad.

Fuente: Elaboración Propia.

## 2.6. Comparación de Modelos.

Cada modelo se adapta a las características de cada mercado; para conocer sus fortalezas y debilidades se debe analizarlos por medio de los criterios de: óptimo económico, oportunidad, corregibilidad, aceptabilidad, simplicidad, seguridad del sistema, abastecimiento a futuro del sistema; como se indica en la tabla 2.

	Pago de Potencia a través de energía	Mercado de Disponibilidad	Pago explícito de potencia
<b>Óptimo Económico</b>	Aceptable	Pobre	Pobre
<b>Oportunidad</b>	Aceptable	Aceptable	Aceptable
<b>Corregibilidad</b>	Bueno	Aceptable	Aceptable
<b>Aceptabilidad</b>	Aceptable	Bueno	Bueno
<b>Simplicidad</b>	Aceptable	Pobre	Bueno
<b>Seguridad</b>	Aceptable	Bueno	Aceptable
<b>Abastecimiento a Futuro</b>	Aceptable	Bueno	Aceptable

Tabla. 2. Comparación de modelos. Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la tabla 2, se observa que ningún modelo cumple con todos los criterios. Los modelos expuestos son aceptables en cuanto a seguridad y

oportunidad, sólo el pago de potencia a través de energía se presenta adecuado al alcanzar el óptimo económico, mientras que en el término simplicidad no es adecuado el mercado de disponibilidad. Por medio de la tabla se observa que cada país analiza el modelo a implantar de acuerdo al escenario que se este viviendo en el momento.

Respecto a la característica de oportunidad el pago de potencia a través de energía se implanta de forma más rápida debido a su simplicidad respecto de aquellas que requieren cambios más elaborados con respecto a la situación actual debido al aprendizaje que debe realizar los participantes del mercado.

La flexibilidad de los modelos para acoplarse a escenarios futuros depende del grado de corregibilidad, así el mercado de disponibilidad es el más bajo debido a que requiere un gran número de participantes para funcionar lo que hace que sea más rígido.

La aceptabilidad depende del grado de comunicación que realiza el regulador para promocionar los beneficios en los cambios propuestos, el mejor es el mercado de disponibilidad debido a que es mejor en el tema de seguridad y poseen beneficios claros para los diferentes agentes.

En las otras características se observa que todos los modelos presentan parámetros similares.

Se puede concluir que cada modelo de pago de potencia tiene ventajas y desventajas; así la aplicación de uno u otro depende de las características de cada mercado eléctrico a fin de ajustarse a la realidad particular de cada país. Con todo lo indicado, en el siguiente capítulo se presenta el uso de opciones para el pago de potencia a fin de cubrir de manera aceptable todos los criterios analizados.

## CAPÍTULO 3: MERCADO DE OPCIONES PARA EL PAGO DE POTENCIA

### 3.1. Introducción

Este capítulo muestra una visión general del mercado de opciones utilizadas para el pago de potencia, realizando un análisis más detallado del mercado propuesto a fin de descubrir de forma objetiva las características logradas por medio de la implantación de este tipo de mercado, a través del análisis de los mercados de opciones implementados o ha ser implementados en Chile y Colombia; por medio de sus diferencias en el mercado de potencia implementado y similitudes en la distribución de los agentes en los respectivos mercados respecto al mercado eléctrico ecuatoriano.

### 3.2. Descripción del Mercado Propuesto.

En base al marco regulatorio vigente se hace la descripción del mercado de opciones para el pago de potencia, para su implantación se requerirá la adecuación de regulaciones por parte del CONELEC.

El mercado de opciones, entrega al mercado la responsabilidad de definir el valor a pagar por la potencia, sin una participación activa de los consumidores, debido a los problemas que se detallaron, sino a través del operador del sistema el cual contrataría a nombre de la demanda una cierta cantidad de potencia determinada por él. Con lo que la competencia por acceder a los contratos y con ello ser parte del reparto de los ingresos e incentivos; característica de cualquier modelo competitivo.

Lo indicado anteriormente crea un mercado de potencia, por medio de la adopción de un procedimiento periódico llevado adelante por el ente regulador<sup>24</sup>, él cual deberá convocar a una subasta donde los agentes compitan para vender opciones estandarizadas en base al precio de la energía.

De los instrumentos financieros las opciones se definen por una cantidad contratada (en MW), un precio de ejercicio de la opción "*strike price*" y una cierta cantidad de dinero que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que vende la opción<sup>25</sup>, se compromete a

---

<sup>24</sup> En la lectura representa al Regulador u organismo designado por ley para realizar las subastas.

<sup>25</sup> En el caso de MEM se trata de un generador.

compensar al consumidor cada vez que el precio de mercado<sup>26</sup> supere el precio de ejercicio de la opción, por medio de la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio.

Así, el efecto para el consumidor de haber comprado una opción consiste en fijar un precio máximo para la energía que compra, ya que es compensado por cualquier aumento por encima del precio de ejercicio de la opción. A cambio, se compromete a pagar una cierta prima, independientemente de cuáles sean las condiciones del mercado de energía de corto plazo.

Adicionalmente, el efecto que resulta para el generador es el de fijar un precio máximo para la energía que vende, igual al precio de ejercicio. La unidad de generación renuncia a captar los ingresos que podría haber obtenido por vender su energía cuando el precio del mercado se eleva por encima de ese valor. Más, si el generador no puede producir en ese instante, se ve obligado a pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado; es necesario; considerar que el precio del mercado puede ser muy alto en los instantes más críticos, por lo que da al generador una fuerte penalización por no estar disponible. En la práctica, esto constituye un importante incentivo para que las unidades generen en los momentos en los que el precio es muy elevado; la misma cantidad que contrataron en el mercado de opciones, ya que caso contrario quedaría totalmente expuestos a los altos precios presentes en el mercado.

El mercado de opciones permite crear incentivos al generador para abastecer la demanda en la magnitud de potencia que se comprometió; sin afectar el comportamiento del mercado cuando el precio se situó por debajo del precio de ejercicio de la opción.

Las opciones como cualquier instrumento contractual deben contemplar excepciones catalogadas como de fuerza mayor<sup>27</sup> ante las cuales quedan sin vigencia; donde el generador dejaría de recibir la prima correspondiente y por ende de pagar la compensación al consumidor.

El procedimiento contempla los siguientes pasos:

---

<sup>26</sup> Es el precio de la energía eléctrica, en el MEM.

<sup>27</sup> De acuerdo a leyes mercantiles como pueden ser: efectos naturales, ataques terroristas y otros eventos.

- Cada período de tiempo<sup>28</sup>, el regulador determina el nivel de potencia que requiere el sistema, la cantidad de opciones a adquirir a nombre de la demanda convocando una subasta para cubrirla.
- Las unidades de generación realizan ofertas en precio y cantidad. Donde el precio corresponde a la mínima prima que desean obtener y la cantidad es la potencia (MW) que desean adquirir en forma de opciones.
- Cada unidad de generación puede realizar varias ofertas, de acuerdo al número de bloques de potencia (MW) hasta alcanzar su capacidad disponible.
- Las ofertas se ordenan desde la de menor a la de mayor precio; esto permite ordenar las ofertas más convenientes para cubrir el nivel de demanda que requiere el sistema, estos bloques de potencia son aceptados y los que quedan sobre la demanda constituyen las ofertas rechazadas.
- La potencia asignada a cada generador depende de las ofertas aceptadas en la subasta.
- La prima marginal unitaria a recibir por cada generador, es igual a la oferta más cara aceptada.
- El precio de ejercicio de la opción es determinado por el regulador y anunciado a todos los participantes de la subasta para que lo consideren en la oferta.
- Para períodos similares se asignara opciones al mismo tiempo y precio siempre y cuando se trate de una demanda semejante.
- Los ingresos de cada generador se obtienen de la multiplicación de la prima marginal unitaria con la cantidad MW aceptada en la subasta.
- Los generadores aceptados en la subasta se comprometen con los consumidores a compensarlos por la diferencia positiva de la relación precio de mercado - precio de ejercicio. Con lo que los consumidores se cubren respecto a precios altos en el mercado.
- Los cobros y pagos se liquidan<sup>29</sup> de manera análoga que en una bolsa de valores; es decir; el cobro de la prima y el pago de las compensaciones son simultáneos a fin de evitar distorsiones financieras.

---

<sup>28</sup> Por ejemplo una vez al año

<sup>29</sup> Por ejemplo pueden ser de manera mensual

Para la implementación de este modelo los roles de los diferentes actores deben estar claramente definidos:

- El nivel de demanda establecido por el ente regulador esta fijado mediante normas y criterios acordes con la política energética y cálculos técnicos del operador del sistema.
- El precio de la potencia y el reparto esta en manos de los generadores producto de la subasta que permite la competencia entre los diferentes agentes.
- Debido a las compensaciones que debe realizar los generadores a los consumidores son altas, si la disponibilidad de algún generador afecta al abastecimiento de la demanda, esto fuerza a los generadores a optimizar sus decisiones y ha colocar a disposición del sistema una potencia firme contribuyendo a la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda en horas que el sistema lo requiere.

La figura 6 ilustra el mercado de potencia propuesto.

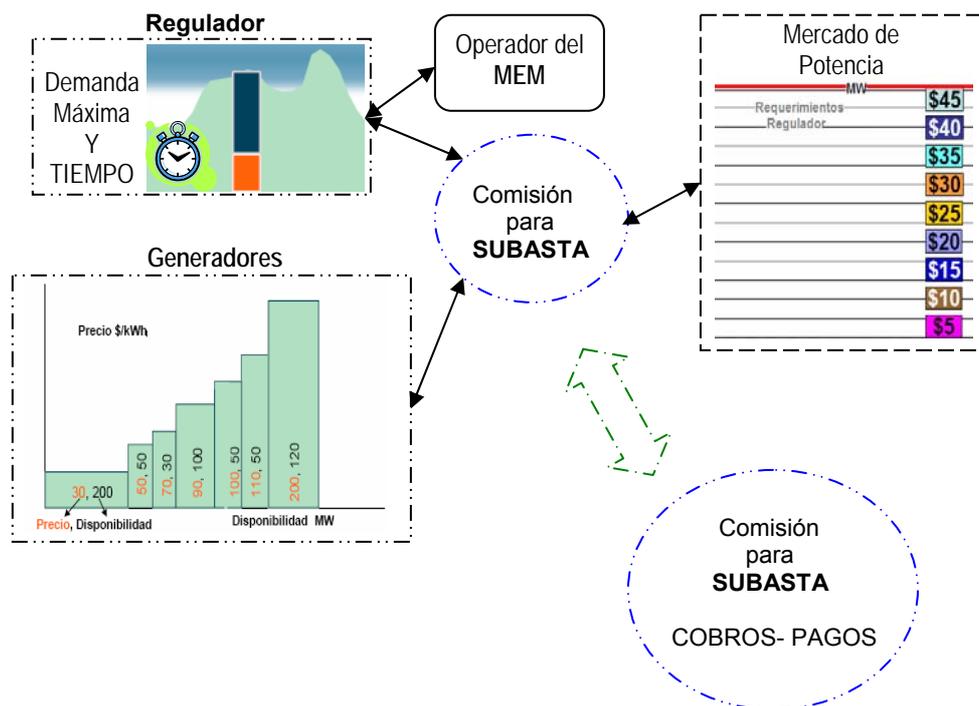


Fig. 6. Diagrama del Mercado de Opciones Propuesto.

Fuente: Elaboración Propia.

### 3.2.1. Ofertas de Plantas Hidráulicas.

Para la formación de las ofertas se considera los siguientes pasos:

**Paso 1:** Generación despachada y horas críticas del sistema

La generación despachada considerando la declaración de mantenimientos de los agentes y la curva de pronóstico de la demanda realizada por el regulador por medio del modelo<sup>30</sup>, se ordena por mes y serie<sup>31</sup> para cada generador. Las horas críticas son aquellas horas en las que el costo marginal del sistema es mayor que el precio de ejercicio que por lo general está situación es cuando en la simulación aparece racionamiento.

**Paso 2:** Generación mínima mensual

De acuerdo al ordenamiento de cada generador se selecciona la generación mínima mensual en MWh.

**Paso 3:** Potencia mínima mensual.

La energía mínima obtenida en el paso 2, se transforma a potencia media<sup>32</sup> (MW), debido al ser energía mínima son potencias mínimas.

**Paso 4:** Ordenación ascendente de potencias

La potencia mínima de cada serie se ordenan de manera creciente; la potencia mínima de las mínimas es la más firme

**Paso 5:** Cálculo de la prima para cada potencia mínima

Para cada potencia mínima de cada serie se obtiene la prima por medio de la ecuación 3.1

$$\text{Prima}_k = \frac{H}{P_k} [P_k (\text{CENS} - s) + \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{k-1} (P_k - P_i) * \text{pen}] \quad (3.1)$$

Donde:

H= No. de horas críticas

CENS= precio de racionamiento (US \$ / MWh)

s= precio de ejercicio

NS= No. de series del modelo

pen= rubro de penalización

Pk= potencia mínima de la serie k (MW)

Pi= potencia mínima de la serie i ≠ k

**Paso 6:** Cálculo de la prima de cada bloque de potencia

Por medio de la ecuación 3.2 se determina la prima para cada bloque de potencia.

$$\text{Prima}_{\text{bloque } j} = \frac{[\text{Prima}_k * P_k - \text{Prima}_{k-1} * P_{k-1}]}{(P_k - P_{k-1})} \quad (3.2)$$

<sup>30</sup> El programa utilizado es el denominado SDDP que es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con restricciones de transmisión.

<sup>31</sup> El modelo permite modelar hasta 100 series, valor utilizado por el CENACE.

<sup>32</sup> Potencia media = MWh mensuales/No. Horas del mes

### 3.2.2. Ofertas de Plantas Térmicas.

La formación de la ofertas requiere determinar la potencia a ofertar, la cual depende de la estrategia<sup>33</sup> del agente; una vez determina las horas críticas para el horizonte del análisis se aplica la ecuación 3.3.

$$\text{Prima} = \frac{H}{P} [P(\text{CENS} - s) + (1 - IH) * P * \text{pen}] \quad (3.3)$$

Donde:

P = potencia a ofertar

IH = índice de disponibilidad histórica (%)

La fórmula tiene sentido para cada unidad térmica

### 3.3. Aspectos del Mercado Propuesto.

A continuación se abordan distintos aspectos que permiten describir el funcionamiento del mecanismo en el mercado propuesto:

#### 3.3.1. Ingresos de los generadores.

##### 3.3.1.1. Generador instalado.

Para el caso de un generador instalado el precio que solicitará en la subasta esta formado como se indica en la ecuación 3.4; el primer término representa a los ingresos que se deja de percibir por la energía cuando sea positiva la diferencia entre precio mercado – precio de ejercicio de la opción; el segundo término es la penalización a pagar cuando el generador no se encuentre disponible en las horas en las que el precio de mercado es mayor al precio de ejercicio de la opción.

$$I_i = A_r \left[ (1 - \lambda) \sum_{PM > s} (PM - s) + \lambda \sum_{PM > s} (PM - s + \text{pen}) \right] \quad (3.4)$$

Donde:

PM = precio del mercado de energía

s= precio de ejercicio de la opción

pen= penalización

$\lambda$  = probabilidad de que no pueda darse la cantidad contratada en la opción

$A_r$  = Factor que mide la aversión al riesgo de los agentes; indica la valoración que cada uno hace a los ingresos por energía del mercado.

$I_i$  = Ingreso del generador  $i$

<sup>33</sup> La estrategia depende de la disponibilidad y la manera de división de los bloques de potencia.

De la ecuación 3.4, se observa que cuanto mayor sea el riesgo de no estar disponible, mayor es el precio solicitado por la opción; debido a la esperanza matemática de los posibles costos a incurrir de acuerdo al segundo término.

Los bloques de potencia a ofertar a diferentes precios por el generador dependen del nivel de riesgo a afrontar en cada tramo de potencia. Por ejemplo; un agente generador posee cuatro unidades así el considera que puede hacer una oferta al 75% de su potencia máxima para tener una alta probabilidad de poder proveerla; esta será más competitiva y económica que la oferta del 25% restante; situación similar ocurre con los generadores hidráulicos ya que los distintos niveles de operación depende del caudal de ingreso a la central.

La curva de oferta se construye con precios bajos para potencias firmes y aumentando conforme a los bloques de potencia tengan asociados un riesgo en su disponibilidad.

### **3.3.1.2. Generador Nuevo**

Las instalaciones para un generador nuevo representan costos hundidos; por lo tanto tiene la posibilidad de no realizar la inversión sino posee ingresos satisfactorios para recuperar dicha inversión. Cuando el generador se incorpore al sistema, para determinar el precio que solicitaría por las opciones es necesario incluir un tercer término a la ecuación 3.4 el cual representa la inversión y es igual a la diferencia entre el costo de inversión y los ingresos del generador espera obtener por el pago de la energía. Así; el valor de la prima que oferta un generador, está dado por los siguientes términos:

- El valor de los ingresos a los que renuncia, cuando el precio de la energía en el mercado es mayor al precio de ejercicio de la opción.
- Las posibles penalizaciones que pueden incurrir el generador cuando el precio de mercado es mayor al precio de ejercicio y no se encuentre disponible.
- Potenciales ingresos del mercado de corto plazo, que el generador necesita para hacer atractiva su inversión.

Los dos primeros constituyen los de la ecuación 3.4; el tercer término es un rubro adicional que se le reconoce al nuevo generador hasta que cubra los costos hundidos incurridos debido a la instalación, como se indica en la ecuación 3.5

$$I_N = A_r \left[ (1 - \lambda) \sum_{PM > s} (PM - s) + \lambda \sum_{PM > s} (PM - s + pen) \right] + C_N \quad (3.5)$$

Donde:

PM = precio del mercado de energía

s = precio de ejercicio de la opción

pen = penalización

$\lambda$  = probabilidad de que no pueda darse la cantidad contratada en la opción

$A_r$  = Factor que mide la aversión al riesgo de los agentes; indica la valoración que cada uno hace a los ingresos por energía del mercado.

$C_N$  = Valor requerido para hacer rentable la inversión - PUP

$I_N$  = Precio de oferta del generador nuevo N

De acuerdo con lo presentado, parecería que cuando en el mercado no cuente con nuevos generadores no existiría el tercer término; más es necesario analizar que las opciones son remuneradas de forma marginal, lo que hace que exista generadores hayan presentado ofertas cuyo precio sea menor permitiéndoles recibir ingresos ligeramente mayores a los que hubiesen obtenido al haber vendido la energía a precio de mercado.

En la realidad ocurre que en el sistema siempre existen grupos de generadores con mayor riesgo y cuyo precio ofertado es necesariamente mayor, ello permite en la mayoría de los casos tener precios marginales mayores a los ofertados para la gran mayoría de agentes participantes en la subasta.

La figura 7 se ilustra un posible curva de oferta a presentarse en el mercado; la cual partirá de unos precios bajos con bloques de potencia firme; e incrementando los precios pero con bloques de potencia menos fiables, con un tramo final que correspondería a las ofertas de generadores nuevos.

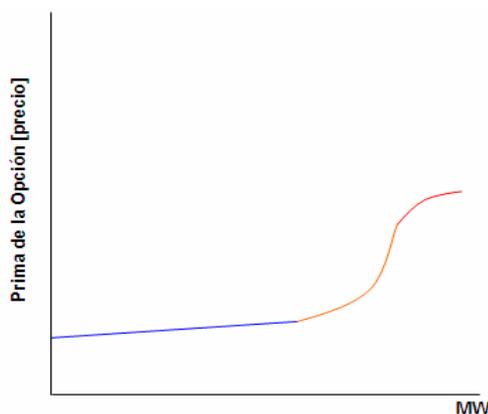


Fig. 7. Ilustración de curva de ofertas. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.1.3. Interpretación de la penalización

Los bloques de potencia más riesgosos y de mayor precio competirán con los bloques de generación nueva y precisamente ellos marcarán la prima marginal de potencia; esto se debe a que los bloques de generación nueva son caros debido a que deben recuperar la inversión; así como la probabilidad de disponibilidad los generadores existentes ( $\lambda_i$ ) es ligeramente mayor a la de un generador nuevo ( $\lambda_N$ ), por lo tanto, la competencia entre un tipo de generador y otro depende en gran medida del valor de penalización.

Igualando las ecuaciones 3.4 y 3.5 con la consideración de que son variables únicamente los valores de penalización; permite inferir que el nivel de seguridad del bloque depende de la probabilidad de la disponibilidad  $\lambda$ , así algunos bloques de potencia no son adecuados a pesar de su precio haciendo más factible adquirir el bloque de un nuevo generador. Con todo ello el valor de la penalización es importante en la determinación del nivel de MW que requiere el sistema; por lo que el regulador debe realizar una estimación adecuada del mismo.

### 3.3.2. Horizontes de la Subasta.

#### a. Amplitud del horizonte

Por medio de este tipo de mercado se pretende que cada generador determine su potencia firme a ofertar; con ello se persigue evitar la necesidad de realizar simulaciones para determinar la contribución de cada generador que en la mayoría de los casos resultan ser situaciones impuestas. Así; cada generador realiza el análisis de los riesgos individuales a los que se enfrentan en cada situación y coloquen en la oferta la potencia firme que realmente

puedan proporcionar; más no anula la posibilidad de que el generador no considere o minimice alguna situación crítica<sup>34</sup>; dando lugar a un número elevado de ofertas lo que haría bajar el precio debido a una elevada competencia y por ende afecta los ingresos de todos los participantes en la subasta.

Bajo, las consideraciones indicadas se desprende que el horizonte de la subasta es determinante en la estabilidad de los resultados perseguidos en el mercado, por lo que es necesario que no sea muy corto ni muy amplio en especial por la evaluación de las situaciones que afecten la disponibilidad de los generadores.

b. Implantación del horizonte

Un horizonte demasiado largo implica la minimización de riesgos; así parece razonable implantar horizontes que se ajusten a consideraciones operativas de embalses; almacenamiento y distribución de combustibles; mecanismos de desaduanización de equipos para el mantenimiento de las unidades de generación. Todo esto indica que la estabilización de los ingresos depende de la implantación del horizonte la cual es característica de la realidad del mercado.

c. Flexibilidad del proceso

El horizonte de la subasta debe resultar flexible, debido a que los ingresos de los generadores quedan obligados a comprometer todos sus ingresos al evento de la subasta que se realizará en el período que se adecue a las normas implantadas por el regulador del mercado. Además es necesario considerar la dinámica de la demanda, el ingreso de nuevos grupos de generación; esto se podría lograr por medio de la convocatoria en un período inferior al horizonte de la subasta que cubra un porcentaje de la demanda que permita por medio de estas subastas intermedias acoplar a la dinámica del sistema a precios y cantidades de potencia atractivas para todos los participantes.

d. Instalaciones nuevas

Con el objetivo de crear incentivos para la nueva generación, se puede permitir participar a nuevos grupos sin haber efectuado la inversión en las nuevas instalaciones, las mismas podrían ser aceptadas por el mercado y les confiere opciones que permitan abonar pagos previos antes de contar con la

---

<sup>34</sup> Situaciones críticas podrían ser: Escenarios hidrológicos, abastecimiento de combustible etc.

infraestructura física, y así contar con ellas en el período que comprometieron la potencia.

e. Holding

La situación de que varias plantas<sup>35</sup> de generación de distintas empresas puedan juntarse para realizar una única oferta, haciendo que se comprometa la potencia de la empresa y no de la planta que suministraría la potencia no se debería permitir; sino que las ofertas deben ir asociadas a un generador en particular ya que es el único responsable de cumplir con el compromiso adquirido en la subasta.

f. Mercados Secundarios

Las obligaciones físicas contraídas en el mercado de opciones son intransferibles, ni por medio de mercados secundarios, ni por medio de contratos bilaterales.

g. Poder de Mercado

Los generadores de gran tamaño (potencia) tienen el poder de influenciar los precios, más en el mercado de opciones al dividir en varios bloques compromete parte de su potencia por lo que mejor ayuda a reducir el poder de mercado; ya que el precio de ejercicio supone un límite al precio que reciben; limitando de alguna manera la capacidad de posición dominante.

El hecho de que poder asegurar una parte de los ingresos, a tener que ganarse todo en el mercado, hace que los generadores dominantes no presenten precios altos en sus ofertas ya que podrían ser desplazados por otros con menores ofertas. El nivel de precios a partir del cual un nuevo generador estaría interesado en instalarse, actuaría como límite superior limitando el poder de mercado de los generadores de gran tamaño; así como existe un precio máximo que estaría dispuesto a pagar la demanda ya que preferiría entrar en racionamientos antes de pagar precios mayores con los que se logra trasladar decisiones de corto plazo a un plazo mayor en búsqueda de nueva generación.

### **3.4. Condiciones que garantizan el nuevo mercado.**

La prima que ofrece las opciones financieras debería ser incentivo suficiente para que los generadores se comportaran en forma prudente para ofertar

---

<sup>35</sup> Grupo de unidades de generación

precios razonables y una potencia firme. Más por consideraciones técnicas-económicas el generador no pueda cumplir el compromiso adquirido y no pueda pagar las penalizaciones.

Bajo, este escenario el regulador debe proteger este riesgo y establecer condiciones adicionales que guíen a los generadores a comportarse prudentemente.

a. Penalización

Este mecanismo parece ser el más efectivo, en la búsqueda de asegurar el buen funcionamiento del mercado de opciones; por su intermedio reforzar la aversión al riesgo de los generadores para inducir a que las ofertas vayan acordes a la potencia efectiva que pueden proporcionar al sistema.

Como alternativa la penalización puede ser escalonada de acuerdo al nivel de bloques incumplidos en la potencia, con lo cual se logra un comportamiento más prudente de las unidades.

b. Horizonte

El horizonte que considere adecuado para el mercado por parte del regulador, si es largo puede generar un nivel de incertidumbre al final del horizonte, mientras que en el corto plazo resulta ofertas más cercanas a la realidad ya que a largo plazo los escenarios resultan ser esperados o algunos generadores puedan utilizar consideraciones históricas.

c. Contratación de la demanda

Siempre que sea factible por consideraciones técnico-económicas se debe colocar el número de opciones que permitan contratar toda la demanda; más cuando el precio de la subasta sea elevado es probable que no se adjudique toda la demanda. Esta situación sería más peligrosa si se deja la responsabilidad a los consumidores ya que muy pocos estarían preparados y aprovecharían las bondades del mercado planteado, por lo que es mejor que las decisiones sobre el nivel de potencia a contratar se encuentre en manos del regulador.

d. Otras condiciones

Como otras condiciones que enfrente el mercado de opciones pueden ser: multa por concentración de ofertas, eliminación de ofertas agregadas, eliminación de mercados secundarios. Siendo el objetivo buscar el mejor funcionamiento del modelo.

### 3.5. Modelo Chileno.

#### 3.5.1. Organización General del Mercado

El modelo de organización de los mercados eléctricos aplicado en Chile es ante todo, un modelo Pool<sup>36</sup>. La operación de este sistema es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), delegación bajo ley la cual delega al CDEC la operación económica a mínimo costo y la coordinación de la operación física segura y suficiente del sistema. La composición del CDEC es por integrantes del sistema como generadores y transmisores que satisfagan ciertas exigencias mínimas de volumen y ubicación estratégica dentro del sistema interconectado.

Hay dos grandes sistemas eléctricos en Chile, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además de dos sistemas menores en Aysén y Magallanes. El SIC tiene una alta presencia de generación hidroeléctrica, y un porcentaje de generación térmica representativo pero secundario, mientras que el SING no tiene una componente hidroeléctrica y es en su totalidad basado en generación térmica.

En otros mercados Pool, generadores y consumidores realizan sus operaciones en un mercado spot, de forma libre y anónima, mientras que en Chile este mecanismo es reemplazado por un despacho centralizado de cargas. Esta diferencia se debe al alto porcentaje de generación hidroeléctrica en el sistema chileno (caso SIC), y a la gran aleatoriedad del recurso hídrico en la zona centro sur del país, lo que implica que se utilicen algoritmos de optimización con el objetivo de asegurar el suministro futuro al mismo tiempo de operar el sistema de la forma más económica posible. Operar el sistema agotando recursos hídricos en forma inmediata implica costos inferiores (costo marginal del agua de los ríos es cero), pero implica grandes costos en un futuro que dependería principalmente de componentes térmicos, sujetos al precio de los combustibles que utilicen.

Otra diferencia del sistema chileno es que en otros sistemas tienen derecho a participar en el mercado mayorista de energía, generadoras, transmisoras, comercializadoras y clientes libres, mientras que en Chile sólo generadoras y

---

<sup>36</sup> Este modelo de mercado la operación de las unidades de generación es coordinada por un organismo que realiza el despacho de carga teniendo en cuenta tanto la operación económica como la seguridad del sistema.

transmisoras pueden participar, además de distribuidoras vía un proceso de licitación. Los clientes libres sólo pueden comprar energía suscribiendo un contrato a precio libremente pactado entre las partes, y el ente comercializador no entra al mercado porque en Chile esa figura no existe.

### **3.5.2. Operación Comercial del Mercado**

Debido a la utilización de un procedimiento de despacho centralizado que imposibilita a las empresas de generación modificar su probabilidad de ser despachadas y de influir en el precio spot del sistema, es posible afirmar que en Chile la operación comercial del sistema está completamente separada, a lo menos en teoría, de la operación económica. En consecuencia, las transacciones comerciales son operaciones financieras de carácter privado entre las partes, ya que ningún contrato asegura suministro directo proveedor – consumidor debido a la operación coordinada e las unidades de operación realizada por el CDEC.

Al realizarse el despacho a través de una operación en un mercado spot en un sistema Pool, las generadoras deben decidir qué cantidad de su potencia instalada comprometen mediante la firma de contratos y cuánta capacidad ofrecer en el mercado spot. Por esto, las generadoras del sistema tienen una noción de cuanto van a generar y a qué precio van a vender. En Chile sin embargo, el despacho se realiza utilizando costos variables auditados para el caso de las termoeléctricas y algoritmos de optimización de recursos hídricos para el caso de las hidroeléctricas, por lo que las generadoras tienen muy poco control sobre lo que realmente van a generar, y cuanta es la capacidad que comprometen al sistema.

Todas estas variables antes mencionadas son decididas en forma centralizada por el CDEC, por lo que independiente de los compromisos con clientes libres, regulados (caso de licitaciones para abastecer a compañías distribuidoras), las generadoras despacharan en orden de mérito, es decir, en el orden que el CDEC determina que se opera el sistema de forma más económica y que garantiza suficiencia de capacidad en el futuro.

La figura 8 ilustra la estructura de operación comercial del mercado eléctrico chileno.

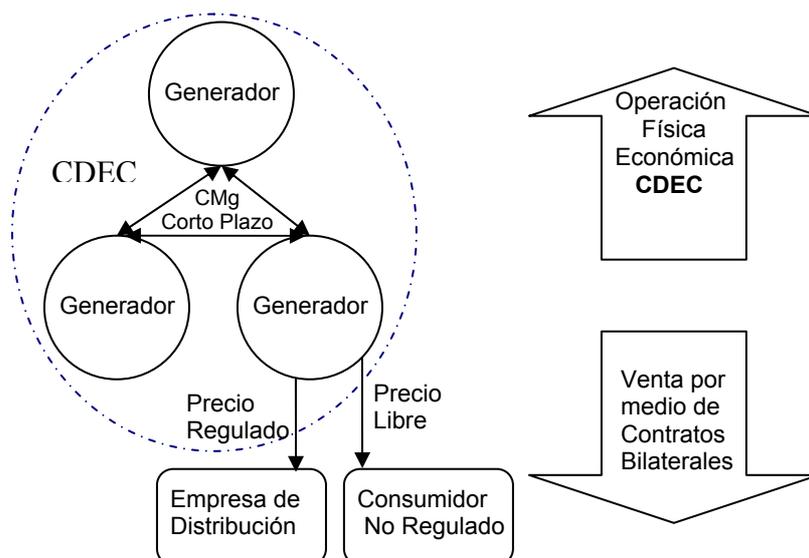


Fig. 8. Estructura Mercado Eléctrico Chileno. Fuente: Comisión Nacional de Energía Chile.

### 3.5.3. Pagos por Potencia mediante Opciones en Chile

En Chile, la remuneración por potencia se denomina “*Pago por Potencia Firme*”, como en la mayoría de los sistemas eléctricos esta busca como objetivo primordial, incentivar la inversión en el parque de generación.

La utilización de opciones en el mercado eléctrico Chileno, obligo primero que nada a crear un mercado de potencia, donde puedan operar estos instrumentos financieros. En este mercado de potencia el regulador, periódicamente, llamará a subasta a los generadores para que estos vendan opciones estandarizadas a este, opciones que son compromisos de potencia firme. Lo que reciban las generadoras por estas opciones corresponde a remuneraciones tanto por energía como por potencia.

Estas opciones se remuneran a precio marginal, para mantener la operación económica del sistema, y por lo tanto recibirán un monto mayor al precio ofertado. Esta diferencia corresponde al pago por potencia al generador, premiándose así a los bloques de potencia más seguros.

Además, el generador recibe una prima por la opción, para que este se comprometa con el consumidor a compensarlo en caso de que el precio de mercado sobrepase al precio de ejercicio de la opción, por la diferencia entre el precio de mercado y el precio de ejercicio.

Para el consumidor, el efecto de haber comprado la opción (indirectamente, vía el regulador) es que se fija un precio máximo para la energía porque este

será compensado cada vez que pase por sobre el precio de ejercicio de la opción, a cambio de lo que paga una prima al generador.

Por su parte el generador renuncia a obtener ganancias extra cuando el precio spot de la energía sobrepasa este mismo nivel y si no cumple en momentos en que el precio de mercado es muy alto, la compensación que este pagará será muy alta. Esto implica que los generadores tendrán un fuerte incentivo para abastecer la demanda contratada mediante opciones cuando el precio de mercado es muy alto. Esto a su vez incentiva a los generadores a tener la potencia disponible suficiente para cubrir su demanda contratada en el largo plazo, o por lo menos en el plazo en que la opción vence.

### **3.5.3.1. Limitaciones para la utilización de Opciones en Chile**

Ante todo, para examinar la aplicabilidad en Chile de esta metodología es necesario eliminar ciertas barreras del mercado eléctrico centralizado; lo cual permitirá la utilización de instrumentos financieros en general, y no solo de las opciones.

El mercado tiene que reducir la falta de libre acceso a los clientes no regulados al mercado spot, y de esta manera incrementar la competitividad, manera que incentiva a los agentes a utilizar mecanismos que el mercado ofrezca siendo por lo general contratos; pero los instrumentos financieros, presentan mejores características; debido a que ellos permiten tomar decisiones a largo plazo; en especial debido a que en un sistema hidrotérmico estos mecanismos facilitan a los generadores cubrirse de la volatilidad del mercado spot, tornando a los instrumentos financieros atractivos.

Es necesario persuadir a los agentes prefieran realizar contratos entre ellos o partes del mercado, ya que de la manera que se han utilizado los contratos tienen una forma tal que impiden que el mercado spot sea un mercado relativamente perfecto, donde los instrumentos financieros son realmente atractivos. El hecho de que un contrato sea la única forma que tiene un cliente no regulado de conectarse a la red lo “*amarra*” a un mismo proveedor, además de la no obligatoriedad de informar de las condiciones de los contratos y de los altos costos de transacción dados los requerimientos específicos de cada contrato, entorpecen más aún el funcionamiento adecuado de instrumentos financieros en este mercado.

La falta de un comercializador en el mercado eléctrico chileno constituyó una barrera de funcionamiento de los instrumentos financieros; el comercializador va aprovechando las oportunidades de arbitraje del mercado, lo que hace que los precios se ajusten a la realidad y el mercado tienda hacia alcanzar las características de un mercado perfecto.

Finalmente, una gran barrera es la gran cantidad de clientes regulados, cuyos precios son claramente muy poco volátiles, escenario en el cual los instrumentos financieros son poco atractivos. Las barreras para el funcionamiento de los instrumentos financieros implicaron modificaciones a la reglamentación del mercado eléctrico chileno.

### **3.6. Modelo Colombiano.**

#### **3.6.1. Descripción del Mercado Eléctrico Colombiano**

De manera similar que en los demás países sudamericanos, el sector eléctrico colombiano, luego de varias décadas de ser un monopolio estatal, sufre una profunda transformación en el año 1994 cuando se promulgan las leyes<sup>37</sup> que definen y regulan las actividades del sector<sup>38</sup> y del mercado mayorista de energía eléctrica. Por medio de estas leyes el Estado permite la libre competencia y no garantiza la eficiencia en términos económicos para todos los participantes del sector.

La entidad encargada de regular el mercado eléctrico colombiano, es la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, la misma que norma las reglas comerciales y de operación del mercado eléctrico<sup>39</sup>. Así se conformaron todos los participantes para el mercado de energía en Colombia cuyas operaciones efectivas fueron a partir de julio de 1995.

La estructura del mercado eléctrico colombiano es semejante al mercado de UK & Gales ya que posee un mercado de largo plazo con contratos, donde se vende la energía eléctrica a un precio fijo y de corto plazo mediante ofertas auditadas donde el precio de la energía eléctrica está dado por las características operativas del sistema y el nivel disponible de servicios

---

<sup>37</sup> El Congreso promueve las leyes 142 y 143 las cuales permiten establecer el mercado eléctrico colombiano.

<sup>38</sup> Actividades del sector: Generación, transmisión, distribución y comercialización.

<sup>39</sup> La CREG aplica mediante resolución 24 denominado código comercial y resolución 25 denominado código de redes del 1995.

complementarios a ser negociados. Por estas condiciones de mercado, hace que el mercado colombiano es el primer y hasta la fecha el único país latinoamericano en implementar una bolsa de energía.

En la Figura 9 se muestra la estructura del mercado eléctrico colombiano donde se evidencia la competencia en las actividades de generación y comercialización; mientras que la transmisión y distribución aun constituyen un monopolio y se regulan sus ingresos; a las empresas que se encontraban integradas verticalmente se les exigió una separación contable de sus negocios. Cabe destacar la existencia de instituciones independientes para la operación del sistema<sup>40</sup> y administrador de mercado<sup>41</sup> que se encuentran contablemente separadas más son parte de la empresa denominada Expertos en Mercados cuyas siglas son XM realizando sus funciones en un Holding de empresas del grupo Interconexión Eléctrica S. A.<sup>42</sup>

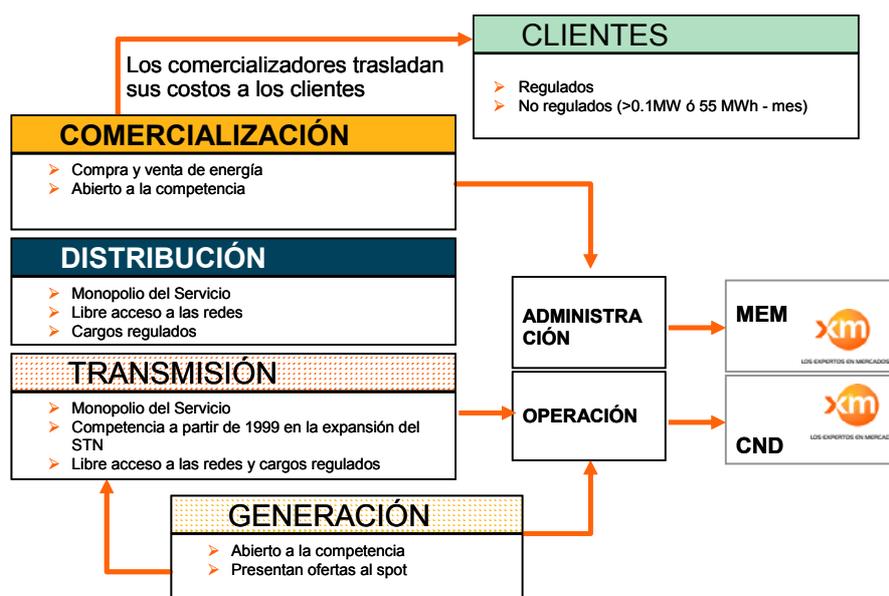


Fig. 9. Estructura y funciones del Mercado Eléctrico Colombiano

Fuente: XM

### 3.6.2. Bolsa de Energía del Mercado Eléctrico Colombiano

La Bolsa de Energía <sup>43</sup> en la normativa colombiana se la define de la siguiente manera:

<sup>40</sup> Mediante el Centro Nacional de Despacho CND

<sup>41</sup> Mediante el MEM

<sup>42</sup> ISA, grupo de empresas internacionales especializadas en la rama de administración, operación, construcción de sistemas eléctricos en varios países sudamericanos.

<sup>43</sup> Es el “lugar” donde se transa la energía del mercado de corto plazo entre generadores y comercializadores.

*“Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (dependiente del CND), sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores”.*

### **3.6.2.1. Objetivos de la Bolsa de Energía**

El mercado de corto plazo posee los siguientes objetivos:

1. Entregar incentivos a generadores y comercializadores que permitan establecer y operar las transacciones de manera que se produzcan y consuman en cantidades óptimas, a fin de que el sistema eléctrico sea lo más eficiente posible.
2. Crear obligaciones y acreencias financieras entre los participantes de la Bolsa por el concepto de transacciones de energía y el suministro de servicios complementarios en esta transacción.
3. Permitir la implantación de la competencia en la electricidad, gracias a la virtud de permitir poner en contacto a la oferta y la demanda.

### **3.6.2.2. Operación de la Bolsa de Energía**

Los generadores presentan las ofertas de precios<sup>44</sup> de la energía a ser entregada al sistema, para las 24 horas del día siguiente antes de las 8:00 a.m con su respectiva disponibilidad de generación<sup>45</sup> por cada unidad. Si cualquier generador no presenta oferta hasta la hora indicada o la información proporcionada es incompleta se asume para la bolsa la última oferta válida.

Al obtener las ofertas el CND obtiene el despacho para abastecer la demanda del día siguiente, cumpliendo las condiciones técnicas de la red y las unidades de generación; más; el precio se obtiene de un programa de generación que resulta del uso de los recursos más económicos hasta cubrir la demanda sin considerar las restricciones de la red.

---

<sup>44</sup> Precios de la energía expresados en US \$/MWh

<sup>45</sup> Disponibilidad expresada en MW para cada hora.

Este programa de generación obtenido con base en una red ideal, denominado “*despacho ideal*”, permite calcular los excesos o déficit para cada uno de los agentes participantes en los contratos o para los agentes que compran o venden energía en la bolsa.

En la Figura 10 se observa la curva de oferta de los generadores y la curva de demanda; el punto de cruce de las mismas determina el precio de bolsa horario que es el precio ofrecido por la última unidad despachada para cubrir la demanda.

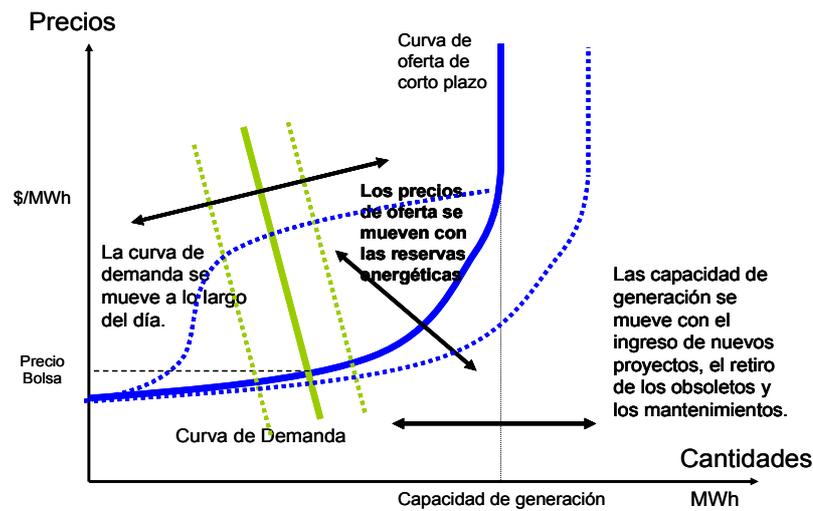


Fig. 10. Formación del precio de bolsa del Mercado Eléctrico Colombiano

Fuente: XM

Las transacciones así obtenidas en el caso de los generadores, permiten determinar la generación total del despacho ideal. Luego se asignan los contratos que de cada uno de los generadores posee para cada hora, así se adquiere la cuenta T en el que cada generador tiene en el lado del haber la generación total de la empresa<sup>46</sup> y al debe los contratos asignados. Si el saldo<sup>47</sup> es positivo es una venta de energía a la bolsa al precio de bolsa. Si el saldo es negativo es una compra de energía al precio de bolsa. Una esquematización del proceso se muestra en la Figura 11.

<sup>46</sup> La generación obtenida del despacho ideal

<sup>47</sup> Saldo=generación ideal-energía comprometida en contratos

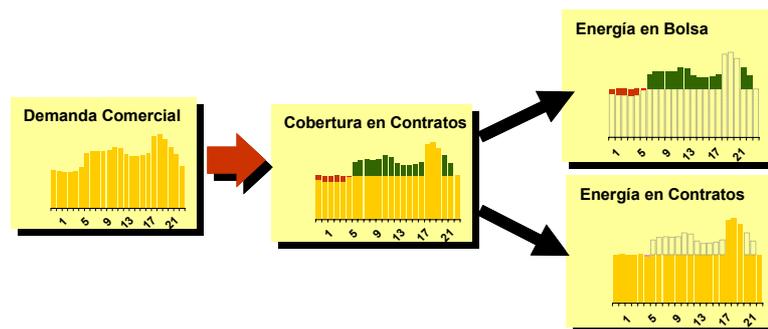


Fig. 11. Esquematación de la distribución de energía en bolsa y contratos.

Fuente: XM

El proceso en los comercializadores, primero establece la demanda<sup>48</sup> luego se asigna los contratos que posee cada uno para cada hora y de manera similar que en el caso de los generadores se obtiene la diferencia entre la demanda y los contratos. Si la diferencia es positiva es una compra de energía por parte del comercializador al precio de bolsa; si la diferencia es negativa es una venta de energía y se abona a la cuenta del comercializador.

El manejo de los riesgos representa un costo para los agentes, el cual debe ser trasladado al precio de oferta de los generadores, de todos los riesgos el principal lo constituye el riesgo comercial; debido a la posibilidad de que la demanda del producto o servicio resulte insuficiente para generar los ingresos necesarios para cubrir sus costos operativos, servir a la deuda y proveer un rendimiento normal a los inversionistas; este último objetivo primordial de la actividad.

A continuación se identifican los siguientes elementos que constituyen el riesgo comercial presentes en las actividades de generación y comercialización; para el caso de la transmisión y distribución, dado que las tarifas se encuentran reguladas, existe un menor riesgo.

Para el caso del generador se puede identificar lo siguiente elementos:

- Los precios de la energía en la bolsa, al ser el mercado eléctrico colombiano, implantado en un sistema hidrotérmico hace que se extremadamente volátil.
- La demanda de energía es incierta y existe el riesgo de no estar considerado en el programa de generación.

<sup>48</sup> Se considera la demanda total, es decir, incluye las entregas y las pérdidas

- Existe cierta incertidumbre en la disponibilidad de la planta, debido a la disponibilidad de combustible en el caso de las unidades térmicas y el caudal de los ríos en el caso de las centrales hidráulicas.
- Existe la posibilidad que se presente mora en el pago por parte de los compradores.

Para el caso de los comercializadores se puede identificar lo siguiente elementos:

- Al igual que para los generadores, los precios de bolsa son altamente volátiles.
- La incertidumbre que presenta la demanda a abastecer.
- La posibilidad de mora por parte de los compradores.

Para cubrir estos riesgos comerciales el mercado eléctrico colombiano, ha desarrollado la exigencia de garantías adecuadas las que permiten cubrir el riesgo de crédito. Los contratos de largo plazo es un mecanismo que permiten estabilizar los ingresos de los generadores y protegerse de la volatilidad de los precios de la bolsa.

### **3.6.2.3. Garantía de Suministro de Electricidad en Colombia**

El temor de que el mercado por sí mismo no asegurara la garantía de suministro del sistema en el largo plazo, condujo a que en el momento de la ejecución de la reforma del sector eléctrico, se introdujera desde la misma ley el concepto de generación de respaldo. En este sentido, la ley 143 de 1994 en su artículo 23 estableció que, para crear las condiciones que aseguraran la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, se debería tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.

En cumplimiento de este mandato, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expide la resolución 53 de 1994, mediante la cual se introducen los llamados cargos por respaldo y potencia vigentes hasta diciembre de 1996 y define la metodología de remuneración de los agentes por este concepto<sup>49</sup>. Después de casi dos años de aplicación de los cargos por respaldo y potencia, la Comisión expide las resoluciones 01, 22, 98 y 116 de 1996 a través de las

---

<sup>49</sup> El cargo por potencia se cobra a los comercializadores por la energía comprada en bolsa y a los generadores por compras realizadas para cubrir los contratos cuando no tienen la disponibilidad para hacerlo. Se paga a los generadores en proporción a la energía real generada en exceso de sus contratos. El cargo de respaldo busca retribuir a las plantas que sólo generan en condiciones extremas.

cuales crea el cargo por capacidad<sup>50</sup>, en sustitución del cargo por respaldo, y cuya aplicación inicia en enero de 1997.

#### **3.6.2.4. Criterios básicos sobre el cargo por capacidad en Colombia**

Un mercado de electricidad organizado en forma de pool con las características y composición exhibidas por la industria de generación colombiana, inevitablemente enfrenta una depresión y volatilidad en los precios e ingresos de bolsa, que puede desincentivar toda iniciativa de inversión en nueva capacidad de generación, y adicionalmente, conducir a una baja disponibilidad de la capacidad existente en el corto plazo. La incertidumbre en los precios de la energía se origina en la elevada componente hidráulica del parque generador (70% a diciembre de 2005), la baja capacidad de regulación de los embalses y la varianza en la hidrología ocasionada por la estacionalidad del sistema y los fenómenos climatológicos como El Niño y La Niña. Bajo estas condiciones la fuerte componente hidráulica del sistema y la baja capacidad de regulación puede conducir a que el mercado exhiba precios de bolsa deprimidos por prolongados períodos de tiempo (1999-2000), que no permitan siquiera el cubrimiento de los costos operacionales de los generadores y produzcan un estrangulamiento financiero del sistema en el mediano plazo<sup>51</sup>.

En síntesis, en el mercado colombiano se presentan dos situaciones:

- a. Aún suponiendo que la remuneración le permitiera al generador recuperar su inversión en un período de tiempo suficientemente largo, surge el problema de que la variabilidad de los ingresos en el tiempo haría poco atractiva la inversión en nueva capacidad de generación.
- b. Aparte del problema de la variabilidad, siempre ha existido la preocupación de que en promedio los precios de corto plazo no sean lo suficientemente altos para remunerar la actividad de generación.

Ante esta situación, que el precio del pool estuviera resultando muy bajo para remunerar la expansión del sistema y que la alta volatilidad de los precios

---

<sup>50</sup> Posteriormente se expiden las resoluciones CREG 107 y 113 de 1998, 047 y 059 de 1999, 049, 72, 73, 77, 78, 81, 82, 83 y 111 de 2000, 006 de 2001, 017 y 74 de 2002.

<sup>51</sup> Esta situación es especialmente compleja en los generadores térmicos a gas que tienen que realizar elevados pagos mensuales y anuales a los productores y transportadores de gas por los niveles de take or pay de sus contratos de suministro y transporte.

ahuyentara la inversión en generación, la Comisión consideró dos alternativas para atenuar estas dos situaciones<sup>52</sup> :

- a. Subiendo el costo de racionamiento de manera que se garantice el plan de expansión de referencia (mecanismo del tipo first best).
- b. Añadiendo un cargo por capacidad, que corresponde a una medida de tipo “second best”. Antes de adoptar una posición a favor de una u otra alternativa, se examinó la posibilidad de manejar el problema a través del costo de racionamiento.

Sin embargo, los resultados de las simulaciones del mercado en el largo plazo, mostraron poca sensibilidad en la variación del precio esperado de la bolsa ante incrementos del costo de racionamiento: la baja capacidad de regulación hidráulica hacía que el precio del pool fuese relativamente insensible a modificaciones del costo de racionamiento.

A la luz de los resultados, como una forma de atenuar los problemas señalados y con el objeto de contribuir a la formación de señales económicas adecuadas que faciliten la entrada de nuevos agentes (expansión del sistema de generación), se crea el cargo por capacidad. El cargo por capacidad es en el esquema colombiano, un instrumento financiero de remuneración adicional, que reduce el riesgo del precio a los generadores, que promueve la consecución de una garantía de suministro en el largo plazo y que facilita el acercamiento entre los costos marginales de corto plazo y de largo plazo en cada año.

De otra parte, se menciona que el mecanismo de remuneración al condicionarse a una simulación ex ante del sistema y a la disponibilidad real de la planta, se concibe como un incentivo económico para que en el corto plazo motive una alta disponibilidad del parque de generación existente, y para que en el largo plazo, estimule la inversión en nueva capacidad de generación.

Dicho ingreso remunera parcialmente la inversión efectuada en la planta y en este sentido, no sustituye el esfuerzo de competencia que debe hacer cada generador, pues este cargo no es suficiente para recuperar toda la inversión.

El cargo por capacidad entró en funcionamiento en el mercado el 1° de enero de 1997 y por una vigencia de 10 años, período al final del cual se espera que

---

<sup>52</sup> Esta situación se relaciona con el hecho de que al ser el sistema colombiano altamente hidráulico, se requiere mantener un considerable exceso de capacidad instalada por encima de la demanda pico.

el mercado se encuentre lo suficientemente maduro y estabilizado, en el sentido que el precio promedio de bolsa alcance un nivel tal que remunere la inversión requerida, para que este tipo de intervención en la formación del precio no sea necesario.

#### **3.6.2.5. Críticas al cargo por capacidad en Colombia**

Las críticas que se hacen a este mecanismo en Colombia, y en general en aquellos sistemas en donde ha sido implantado, se relacionan con el volumen total de remuneración al mercado (cuánto), la forma de asignar estos pagos entre los participantes (a quién) y la definición del producto que paga el usuario. El primer aspecto es especialmente crítico, dado que el establecimiento de un volumen insuficiente de remuneración implica una baja inversión en capacidad. Por lo que se ha visto hasta el momento, este no pareciera ser un problema en Colombia. El punto más controversial ha sido sin lugar a dudas la asignación de los recursos, dada la cantidad de variables que considera la metodología empleada para determinar el aporte individual en firmeza, y la composición hidrotérmica del sistema, hecho que ha creado serios conflictos y terminado en demandas de carácter legal por parte de los agentes.

Ahora bien, es innegable que el cargo por capacidad requiere de una alta intervención del regulador, por lo que siempre generará conflicto entre los agentes, pero esta intervención o una equivalente es sin lugar a dudas necesario si se quiere llegar a un equilibrio que en el largo plazo remunere la capacidad adicional requerida para atender los picos del sistema.

#### **3.6.3. Pagos por Potencia mediante Opciones en Colombia**

Por las críticas indicadas El gobierno colombiano mediante el Ministro de Minas y Energía, durante el año 2000, solicitó al Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, un estudio con el objetivo de:

- Revisar el soporte conceptual del cargo por capacidad.
- Presentar un dictamen y propuestas de solución.
- Establecer, de ser necesario, las bases del nuevo cargo por capacidad ajustado a las condiciones del Sistema Eléctrico Colombiano.

A continuación se describe la solución propuesta en el mencionado estudio, frente al problema del cargo por capacidad.

La alternativa propuesta para el mercado de confiabilidad, es utilizar opciones financieras referidas al precio de la bolsa de energía. Esto tiene por objetivo fijar un precio máximo al precio de la bolsa de energía y estabilizar la remuneración a los generadores, mediante el pago de una prima de la opción.

De esta manera, se incentiva la generación y se disminuye la posibilidad de que exista racionamiento, evitando de esta manera que el precio de la bolsa no se eleve demasiado sobre el precio de ejercicio de la opción.

A continuación se describe el proceso que es necesario para implementar esta propuesta:

Dado un nivel de confiabilidad deseado, el ente operador representando a toda la demanda, realiza una subasta cada año, y determina cuantas opciones debe comprar para poder satisfacer o cubrir la demanda.

Luego los generadores realizan ofertas de precio y cantidad. La cantidad es la capacidad o cantidad de potencia que un generador está dispuesto a entregar al sistema en forma de opciones, y el precio es el valor que espera por la prima de la opción ofertada.

Un generador puede realizar varias ofertas, utilizando varios bloques de distinta potencia y a distintos precios cada bloque.

Una vez que el ente regulador tiene disponible estas ofertas, se ordenan las ofertas de más baratas a más caras. Luego se toman todas las ofertas que en conjunto pueden satisfacer la cantidad de potencia demandada, es decir se realiza una subasta para determinar quienes podrán contratar su potencia a cambio de cierta prima de la opción, todo esto a mínimo costo.

Las opciones son adjudicadas por ciertos generadores, y cada opción debe estar muy bien definida. En esta propuesta se describen los parámetros que definen a las opciones, los cuales son:

- La potencia asignada a cada grupo vendrá determinada por las ofertas que realizó en la subasta y que hayan sido aceptadas.
- La prima que cada agente reciba será igual al precio ofertado en la subasta por la oferta más cara aceptada en la casación (oferta marginal).
- El precio de ejercicio de la opción es decidido previamente a la subasta por el Ente Operador, que lo anuncia a todos los participantes para que lo tengan en cuenta en sus ofertas.

- Se trata de opciones sobre el precio de la bolsa de energía para una determinada hora. A efectos prácticos, en la casación se agruparán las horas del periodo de subasta en una serie de bloques de modo que se asignarán al mismo tiempo y por el mismo precio opciones para todas las horas que integran un bloque.

Los generadores que se adjudican estos contratos mediante el uso de opciones, cobran la llamada prima marginal, que es la oferta más cara aceptada en la casación. La prima marginal es multiplicada por la cantidad aceptada en la casación, y de esta manera se comprometen a compensar a los consumidores cuando el precio de mercado es superior al precio de ejercicio de la opción.

De esta manera se fija un precio límite, y los consumidores están protegidos frente a posibles precios elevados de mercado. Esto está basado en que la demanda contratada por el ente regulador, no es superada por el consumo real. Si fuera así, los generadores compensarían a los consumidores solo hasta el nivel contratado en la subasta.

La manera de liquidar las transacciones, es decir los pagos y los cobros, se realiza de forma mensual, según lo siguiente: “el cobro de la prima y el posible pago de las compensaciones son simultáneos, para evitar posibles distorsiones de tipo financiero”

Como parte del diseño, es necesario definir algunas decisiones básicas, las cuales son descritas a continuación:

▼ **El responsable de definir el nivel de confiabilidad del sistema es un organismo regulado:**

El mismo es el Ente operador, de manera transitoria, hasta que esté dentro de la estructura de la regulación colombiana. En general, deben existir más organismos, tales como el ente regulador, el cual está encargado de fijar las normas y criterios para definir el nivel de confiabilidad. Luego deben existir organismos ministeriales que deben aportar con su conocimiento de cómo evoluciona la demanda frente al comportamiento de la economía nacional. Por último se define el ente operador, encargado de realizar los últimos cálculos técnicos que concreten un valor.

Tal como está descrito anteriormente, el ente operador representando a toda la demanda, realiza una subasta para asignar contratos de confiabilidad

(opciones), para cubrir esta demanda. Los contratos por confiabilidad libres de los grandes consumidores no son permitidos, ya que existen problemas de free-riding que no han sido solucionados, es decir, podrían existir consumidores que no contrataran nada, debido a que existe un nivel de confiabilidad elevado debido a los contratos que el resto de los agentes ha realizado para asegurar su suministro.

Si existiera una situación así, se debería realizar racionamientos selectivos, según si tienen o no contratos de confiabilidad. Esto implicaría que los contratos se harían públicos y se debería modificar el estatuto de racionamiento y por otra parte exige tener la capacidad técnica para discriminar el racionamiento.

Aún así, no se elimina el problema de free-riding, existiendo de esta forma el problema que consumidores regulados terminen pagando por la confiabilidad.

▼ **Los contratos de opciones son adjudicados en subastas organizadas periódicamente en las que se negocian productos estandarizados claramente definidos.**

Esto implica que la fijación de pagos por capacidad queda en mano de los generadores, ya que se encuentran en un ambiente competitivo, y la subasta permite determinar una cantidad de potencia y precio óptimo, evitando la discutida y conflictiva determinación centralizada del pago.

Los generadores no tienen incentivo de ofertar cantidades mayores a la energía firme que poseen, esto es porque los generadores trataran de ofertar toda su capacidad de generación en la subasta. El precio es determinado por la competencia entre generadores.

La subasta permite que exista una evolución en el mercado, tal como se describe a continuación: *“La existencia de mercados organizados permite dotar de una mayor liquidez al producto y facilita que los agentes puedan corregir fácilmente su posición a lo largo del tiempo para ir adaptándola a la evolución del mercado y de sus grupos.”*

▼ **Los productos subastados en el mercado de confiabilidad toman la forma de opciones financieras**

Por último, existe el problema de que es necesario conseguir al menos la energía firme que cada generador aporta al sistema, en caso de escasez, que la que contrata en el mercado descrito. Es por esto que es necesario el uso de

opciones, ya que de esta manera, al tener la obligación de compensar a los consumidores entre el precio de ejercicio y del mercado, se crea un incentivo para que los generadores contratados estén aportando la energía firme contratada. De esta manera se crea un sistema con un nivel de confiabilidad deseada.

Una de las ventajas de utilizar un mercado de opciones es que las opciones son productos financieros comunes empleados con frecuencia en diversos ámbitos y cuyo funcionamiento y características están sólidamente probados en diferentes contextos.

Por último es importante decir que Colombia es un mercado más maduro que otros sistemas en que el mercado se había formado mediante la unión de varias empresas verticalmente integradas que antes eran proveedores únicos dentro de su área de servicio y ahora compiten entre sí. En estos casos, el mercado debería ir evolucionando a mercados más organizados como mercados basados en subastas. Al ser el sistema colombiano un sistema más maduro, no es razonable tener un mercado poco organizado que no facilite los movimientos de los agentes en los mercados de largo plazo, por lo que a principios del año 2007 la comisión está analizando la posibilidad de la implementación del mercado de opciones para el cargo de capacidad.

#### 3.6.4. Comparación del Mercado de Potencia de los Países.

Luego de presentar los dos mercados de potencia que se han implantado o están en proceso de implantación; en la tabla 3 se indica a manera de resumen la comparación de los mercados de potencia de los países analizados con el mercado ecuatoriano.

MERCADO ACTUAL	ECUADOR	COLOMBIA	CHILE
Potencia	Pago explícito de Potencia: Potencia Remunerable	Pago explícito de Potencia: Cargo por capacidad	Pago explícito de Potencia: Potencia Firme
Determinación	Disponibilidad de las unidades en los meses de Noviembre a Diciembre, valorada al valor de PUP y contrastada con la disponibilidad real, siendo el valor a remunerar el mínimo entre los dos	A través de la energía despachada, valorada al costo equivalente de la potencia en energía	Mayor potencia que se puede inyectar en horas de demanda máxima valorada al costo de invertir en una unidad a gas de 150 MW

Dependencia	Independiente del Despacho	Depende del Despacho	Independiente del Despacho
Cálculos	No muy transparentes y claros para los agentes requieren consideraciones operativas	No muy transparentes y claros para los agentes requieren consideraciones operativas	No muy transparentes y claros para los agentes requieren consideraciones operativas
Consumidores	No Participan	No participan	No participan
Generadores	Emiten observaciones	Declaran un cargo en sus ofertas	Emiten observaciones
<b>MERCADO OPCIONES</b>			
Regulador	Encarga a la Comisión a realizar la subasta. Comisión se forma entre el operador y el ente del regulador	Encarga al Operador a realizar la subasta anual, con unos parámetros dados	Realiza la subasta anual
Activo de las opciones	En base al precio de mercado	En base al precio de bolsa de la energía	En base a la Potencia firme declarada por el generador
Precio de ejercicio	Definido por la comisión	Definido por el operador	En función del precio de mercado
Ofertas Generadores	Precio y Cantidad [MW]	Precio y Cantidad [MW]	Precio y Cantidad [MW]
Clientes	Grandes consumidores y Distribuidoras	Ya existe clientes libres	Liberalización de los clientes
Comercializador	Sería necesario su creación a fin de garantizar la competencia	Existe ya ese agente	Creación del comercializador de energía (Casa de valores)
Administradora	Necesaria su creación	Existe al ser una bolsa	Necesaria la creación
Mercado financiero existente	Es necesario trabajar y culturizar a los agentes en el uso	Existe un mercado financiero un poca más maduro	Ampliación del mercado financiero

Tabla. 3. Comparación de los Mercados de Potencia de los Países. Fuente: Elaboración propia.

## **CAPÍTULO 4: APLICACIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ECUATORIANO**

### **4.1 Introducción**

Este capítulo constituye la contribución del trabajo, mediante la simulación del mercado de opciones en el mercado eléctrico ecuatoriano por medio de una aplicación desarrollada en EXCEL<sup>®</sup> y su comparación con la metodología de remuneración actual; con ello se puede establecer ventajas y desventajas del mercado de opciones para el pago de potencia y así ser utilizado por todos los agentes para el desarrollo de sus portafolios.

### **4.2 Antecedentes generales**

El mercado eléctrico mayorista ecuatoriano es el escenario para las simulaciones de la metodología del pago de potencia por medio de opciones; que constituye una alternativa diferente al mecanismo de pago de potencia actual y así reducir las observaciones y divergencias respecto a este pago de los distintos agentes del mercado, debido a las consideraciones subjetivas impuestas y las características de un sistema hidrotérmico; las cuales se reducen por medio del uso de un mercado de opciones.

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 3, el método de cálculo de las primas es distinto para los generadores hidráulicos y térmicos; en la simulación consta los generadores existentes en el sistema hasta julio 2007, siendo 22 generadores hidráulicos, 103 generadores térmicos y la interconexión con Colombia, el horizonte de la subasta se considera un año y debe ser convocada por el ente regulador, indicando los parámetros tales como precio de racionamiento, precio de ejercicio, demanda con sus respectivo sustento.

Para realizar un análisis y comparación del modelo se utilizará el pago de potencia efectuado en el mercado eléctrico durante el año 2006; información que fue proporcionada por el CONELEC y CENACE.

### **4.3 Metodología de Simulación**

Las ofertas de los generadores térmicos e hidráulicos en precio (primas calculadas) y potencia obtenidas de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.2,

ingresa a la subasta organizada por una entidad designada por el ente regulador cuyos resultados deben ser públicos.

Estas ofertas se ordenan de menor a mayor, hasta cubrir la demanda determinada por la entidad reguladora. La entidad que lleve adelante la subasta debe colocar a disposición para información de los agentes algunos parámetros claves como son: demanda, precio de ejercicio, precio de racionamiento, penalización y otros que considere necesarios.

Como se indico en el capítulo anterior la obtención de las ofertas de los generadores hidráulicos, se basa en la obtención de un escenario que considera 100 series; a través del modelo aprobado y acordado por los agentes y el regulador, el cual debe permitir representar las características y restricciones del sistema hidrotérmico; siendo el programa SDDP<sup>53</sup> apto para modelar este tipo de sistemas; para el cual los agentes deben declarar la disponibilidad, tasa de indisponibilidad histórica o la tasa de salida forzada FOR, mantenimientos de equipos, previsión de caudales y observaciones relevantes de la operación de las unidades, para los siguientes 12 meses.

Estos resultados deben ser públicos y enviados a todos los agentes del mercado eléctrico; así los generadores hidráulicos pueden obtener su oferta en base a este escenario; mientras que los generadores térmicos conjuntamente con los datos proporcionados por el regulador y la tasa de salida forzada<sup>54</sup> pueden realizar su oferta.

Un posible cronograma para realizar la declaración de la oferta puede ser: en octubre del año anterior realizar la declaración de los parámetros de cada agente para obtener las simulaciones y su procesamiento en el mes de noviembre, en el mes de diciembre análisis y observaciones por parte de los agentes y su publicación a principios del mes de enero del año de simulación.

Los resultados que se presentan en este capítulo, para el caso de los generadores hidráulicos se utilizó el escenario obtenido en el programa SDDP para el año 2006 y las tasas de salida forzada de los generadores térmicos obtenida en base a la estadística operativa del CENACE.

---

<sup>53</sup> Programa que permite modelar un sistema hidrotérmico, a través de escenarios estocásticos de caudales.

<sup>54</sup> El regulador puede considerar necesario solicitar la declaración formal de este parámetro para el generador térmico.

La prima marginal corresponde a la última prima captada en la subasta, esta deberá ser utilizada para determinar los ingresos por potencia de los generadores durante el período de estudio.

A continuación se explica la determinación de los parámetros claves que el regulador debe colocar a disposición de los agentes:

a. Costo de la Energía no Servida (CENS)

No existe un valor oficial para CENS; más en la práctica, para los estudios se utiliza un valor levemente superior al mayor costo variable de la unidad del sistema que para el caso del estudio corresponde a la unidad Monay 6 de la empresa Elecaastro cuyo costo variable es de 107.6 US \$/MWh; así el costo de la energía no servida para el modelo de pago de potencia por medio de opciones es de 110 US \$/MWh.

b. Penalización

Para la estimación de este parámetro se utilizó las ecuaciones 3.4 y 3.5 que definen los ingresos de los generadores existentes y nuevos, debido a que determina el nivel de firmeza de la energía de una cierta oferta para presentar precios competitivos. La idea básica es determinar las condiciones en las que la oferta de un nuevo entrante se iguale a la oferta de un grupo de energía poco firme donde la probabilidad de falla es alta en los períodos críticos. La modelación de la aversión<sup>55</sup> al riesgo de los generadores se considera para el caso de estudio como la relación entre los precios altos en función de la firmeza de los bloques está última depende de la indisponibilidad del generador en los períodos en los que el precio de ejercicio supere al precio del mercado de energía, valor que se puede traducir en probabilidad. Los valores de los términos de las ecuaciones para el caso del mercado ecuatoriano son:

- Generador nuevo:

- PUP ó costo de inversión 5.7 US \$/kW-mes<sup>56</sup>
- Indisponibilidad ( $\lambda$ ) para el caso de bloques nuevos de potencia en valores estándares es del 8%<sup>57</sup>.

---

<sup>55</sup> Cada agente puede utilizar cualquier herramienta que considere.

<sup>56</sup> Valor definido en el numeral 1.4.1.1 del capítulo 1

<sup>57</sup> Índice de indisponibilidad de las nuevas centrales a gas en el mercado, obtenidos de la estadística del CENACE.

- La cantidad de dinero a recuperar del mercado de potencia en el horizonte de la subasta que de acuerdo a la propuesta constituye un

año:  $5.7 \frac{\$}{kWmes} * 12meses * 1año$

- La penalización considera las horas críticas que de acuerdo al precio de ejercicio y la simulación del sistema por medio del SDDP; se obtiene que son 0.5 meses (365.3 horas al mes):

$$730 \frac{horas}{mes} * 0.5meses * Er * pen * 8\%$$

Para el caso del generador nuevo se considera que la aversión al riesgo (Er.) es igual a 1

- Generador existente

No existe el costo de inversión y el ingreso es:

$$730 \frac{horas}{mes} * 0.5meses * Er * pen * \lambda_j$$

Para cada generador existente en el mercado, se considero la aversión al riesgo y la probabilidad de indisponibilidad de acuerdo a la tabla 4 para unidades térmicas utilizado en el mercado eléctrico colombiano.

$\lambda_j(\%)$	8.0	15.0	17.5	20.0	22.5	25.0	27.5	30.0	32.5	35.0	37.5	40.0	42.5	45.0	47.5	50.0
Er	1.00	1.18	1.24	1.30	1.36	1.43	1.49	1.55	1.61	1.68	1.74	1.80	1.86	1.93	1.99	2.05

Tabla. 4. Aversión y porcentaje de indisponibilidad. Fuente: CREG.

En la tabla 4 se observa que a mayor indisponibilidad mayor es la aversión al riesgo. Así la penalización se puede determinar de la ecuación 3.6 que iguala los ingresos de los generadores nuevos y existentes:

$$5.7 * 12 * 1 + 730 * 0.5 * 1 * pen * 8\% = 730 * 0.5 * Er * pen * \lambda_j \tag{3.6}$$

En la figura 12 se muestra la función que representa la relación entre la indisponibilidad ( $\lambda$ ) y la penalización de la ecuación 3.6.

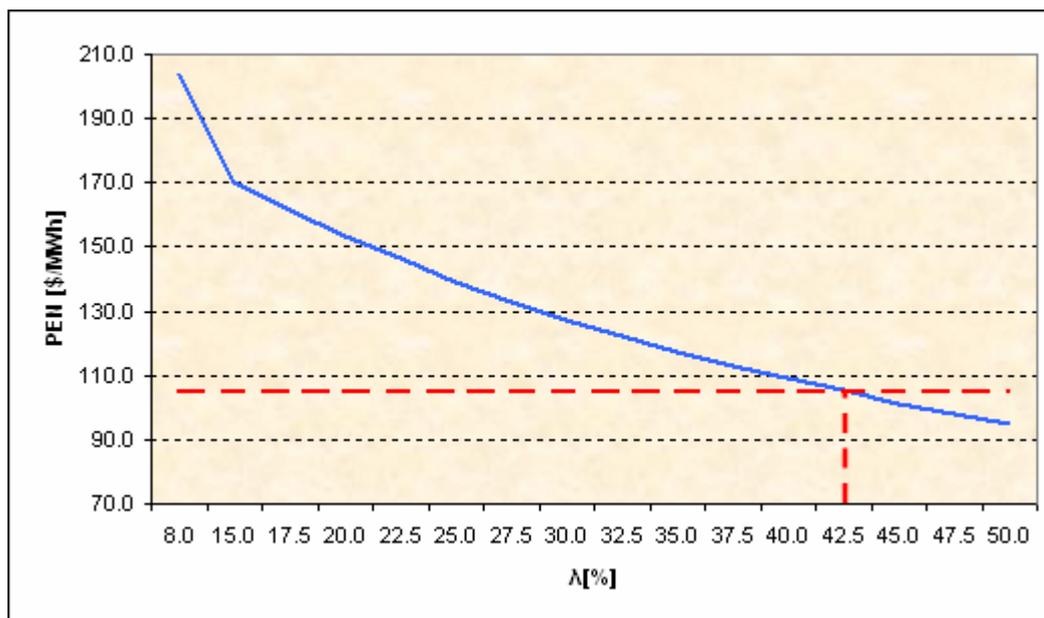


Fig. 12. Penalización en función de la indisponibilidad. Fuente: Elaboración propia

Se considero una indisponibilidad del 42.5%, valor que constituye el punto de intersección de las curvas de la ecuación 3.6; esto se traduce en una penalización de 105 US \$/kW; valores más altos darán lugar a criterios más exigentes en la firmeza de los bloques, así se estaría logrando en el mercado de potencia preferencia a bloques de potencia que presenten una energía firme lo más cercana al porcentaje de indisponibilidad escogido.

#### c. Precio de ejercicio

No existe un procedimiento riguroso, sino que el regulador debe ajustarlo a la realidad de cada mercado. A un precio muy bajo haría que las opciones se ejerzan a cada momento; el precio debe buscar ingresar a las unidades más eficientes en costos. Para el caso del estudio se considero 70 US \$/MWh.

#### d. Demanda

La determinación de la potencia a abastecer depende del regulador, el cual debe sustentarse en la mejor estimación sobre el crecimiento de la demanda basándose en la estadística y políticas de crecimiento del país. De acuerdo al número de horas críticas (365.3 horas al mes); se observa que existe una elevada probabilidad en el mes que no se pueda abastecer la demanda. En la figura 13 se observa la demanda real es siempre mayor a la demanda efectivamente remunerada esto debido a la indisponibilidades que en promedio para el período 2003 - 2006 fue de 735 MW<sup>58</sup>, no se ha presentado racionamientos en este período debido a que la indisponibilidad fue

<sup>58</sup> Dato calculado en base a valores proporcionados en los informes anuales del CENACE.

reemplazada por centrales hidroeléctricas gracias a la presencia de caudales superiores a los esperados; es decir; con energía secundaria<sup>59</sup> de los embalses.

Para el caso del estudio, a fin de poder comparar los pagos de potencia con el método propuesto y el actual; la demanda máxima ocurrió en el mes de diciembre de 2006 y fue de 1' 926. 973, 06 kW; mientras que la demanda mínima fue en julio siendo 1' 397.150 kW.

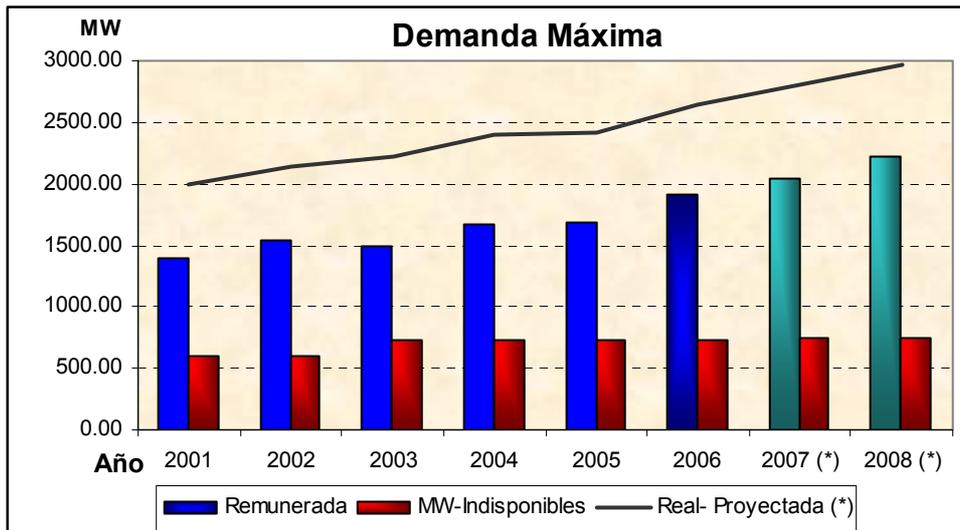


Fig. 13. Demanda Máxima 2001 - 2008. Fuente: Elaboración propia

Así el diagrama de flujo del proceso para el mercado de potencia mediante opciones se indica en la figura 14.

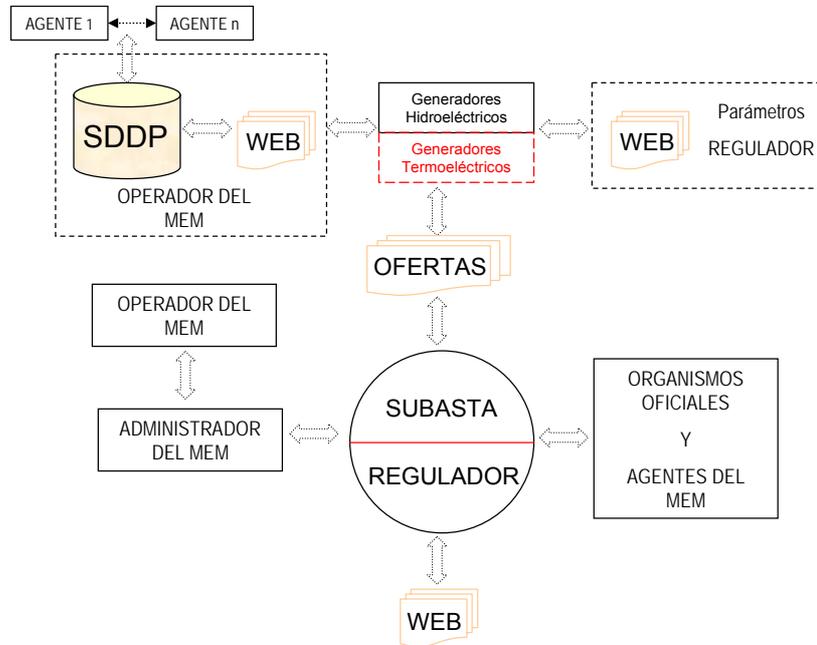


Fig. 14. Diagrama de flujo del proceso. Fuente: Elaboración propia

<sup>59</sup> Es la energía debido a la diferencia entre la energía afluente y la energía firme de una central hidroeléctrica.

#### 4.4 Comparación entre pago actual y modelo propuesto de la potencia

La comparación de las dos formas de pago por el cargo de potencia en el mercado eléctrico ecuatoriano, se realizó a través de las simulaciones de la subasta para dos meses representativos del año 2006; el mes de diciembre el de mayor demanda y el mes de julio el de menor demanda durante el año y los pagos realizados en cada mes por el rubro de potencia respectivamente. Siendo los parámetros considerados para el caso base los indicados en el numeral anterior, siendo en conjunto los siguientes:

- Precio de ejercicio 70 US \$/MWh
- Horas mensuales 730
- Precio de racionamiento 110 US \$/MWh
- Penalización 105 US \$/MWh
- Demanda a subastar el del mes a analizar

La simulación comienza con la obtención de la planificación de la operación del sistema a través del programa SDDP<sup>®</sup>, el cual proporciona un escenario con un abanico de despachos (100 series); los mismos permiten determinar los valores mínimos y máximos de la energía que pueden ofrecer las centrales hidroeléctricas; esto se traduce en ofertas de las mismas por medio de las ecuaciones del capítulo 3; más ello no es mandatorio ya que el generador hidráulico puede realizar otras ofertas con la salvedad de que no sobrepase la máxima energía obtenida en la simulación. Esta información colocada en el programa MPO<sup>®60</sup> desarrollado en EXCEL<sup>®</sup> constituye los datos de ingreso al modelo conjuntamente con las ofertas realizadas por los generadores térmicos<sup>61</sup>.

A continuación en la figura 15 se muestra la pantalla de manejo de los módulos de creación de las curvas de oferta de los generadores; así como la obtención de la subasta.

---

<sup>60</sup> Programa desarrollado por el autor, denominado Mercado de Potencia por Opciones MPO para la Dirección de Planeamiento del CENACE.

<sup>61</sup> Para el estudio el modelo realizó centralizadamente las ofertas de los generadores térmicos por medio de las ecuaciones del capítulo 3.



Fig. 15. Pantalla de Inicio del Modelo

El perfil de la curva de ofertas del mercado de opciones, se muestra en la figura 16, el precio de la oferta más barata fue de 2.5 US \$/kW-mes y la más cara de 8.4 US \$/kW-mes; considerando la demanda máxima del año 2006 da como prima marginal un valor de 5.3 US \$/kW-mes, inferior al pagado por el método actual en 0.4 US \$/kW-mes. No se debe olvidar que con el método de opciones cada bloque de potencia aceptado en la subasta no obtiene el mismo pago por potencia al generador como en el método actual (si se considera como un solo bloque al valor de potencia remunerado).

Adicionalmente en la figura 16, se muestra el efecto de la variación del precio de ejercicio sobre la curva de oferta, la cual se desplaza en el eje de las ordenadas; lo que hace un término sensible para los generadores ya que el pago por potencia depende de la diferencia entre la prima marginal y el precio de oferta de cada bloque; por lo que el regulador debe colocar un precio para atraer y mantener tecnologías eficientes en la generación.

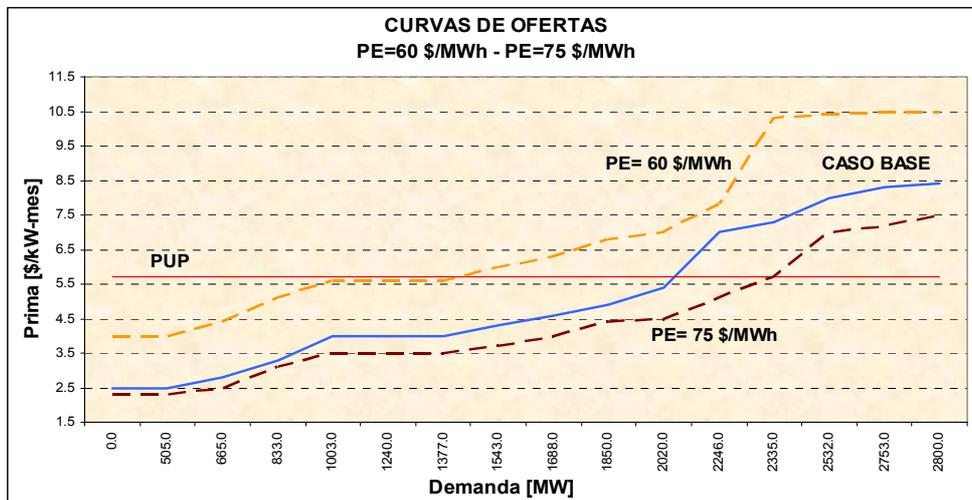


Fig. 16. Curva de oferta y efecto del Precio de Ejercicio

### 4.4.1 Caso de demanda máxima

Los ingresos obtenidos por los agentes del mercado eléctrico; mediante el pago actual y el pago propuesto de acuerdo al tipo de generación, se indica en la figura 17; en la cual los montos de dinero destinados al pago de potencia para el mes de diciembre de 2006 son muy semejantes, a través del pago actual asciende a un valor de US \$ 10.983.746,42 mientras que por el método propuesto se tiene un valor de US \$10.235.591,44. La distribución de aporte de potencia e ingresos varia con el método propuesto por lo que los agentes pueden verse perjudicados y favorecidos. Así la potencia de los generadores hidráulicos es inferior, la de los generadores térmicos es ligeramente superior; mientras que en los pagos siguen la misma tendencia mediante el sistema de pagos propuesto; a pesar de haber tenido un valor de pago de potencia (prima marginal) inferior al pago por medio del método actual; demostrando que existe una sobre asignación de dinero a los generadores hidráulicos por bloques de potencia no firmes, lo que hace esta situación es incrementar el costo de la potencia en el mercado. Si se tiene un parque de generación térmica más confiable el valor a remunerar logra que los bloques de potencia de los generadores hidráulicos tiendan hacia la energía firme.

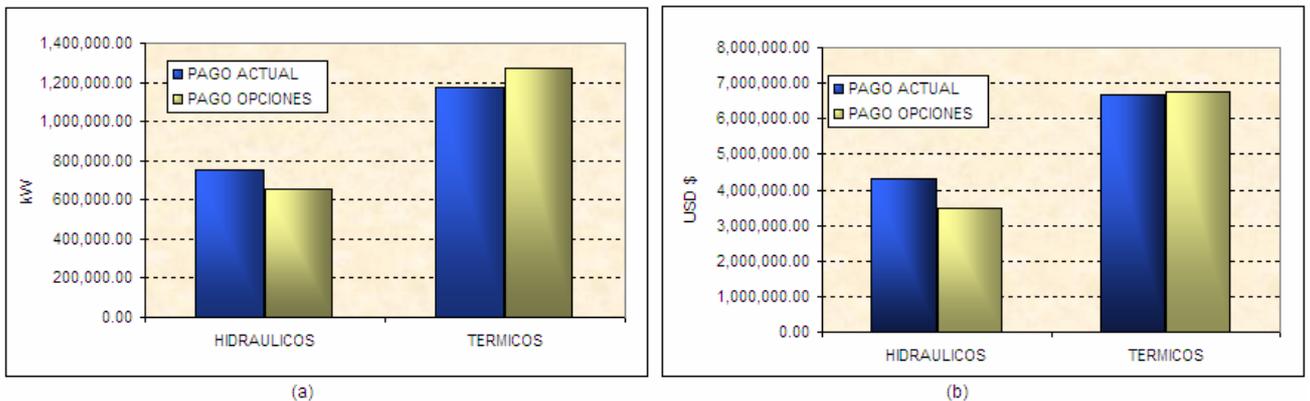


Fig. 17. Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo al tipo de generación

La figura 18, muestra la potencia y los ingresos por el pago de potencia por los dos métodos, observándose una tendencia similar en casi todas las tecnologías a excepción de la generación hidráulica de embalse, siendo esta la más afectada; más es necesario considerar que este tipo de generación tiene asociada su producción al caudal afluente (variable hidrológica altamente estocástica) lo que hace que sólo pueda comprometer su energía firme, a través del método de pago de opciones.

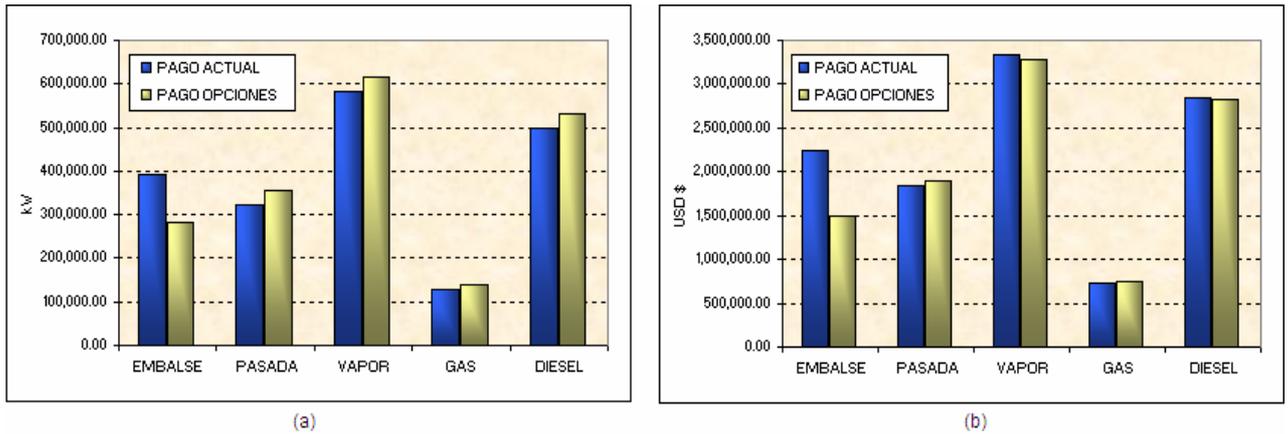
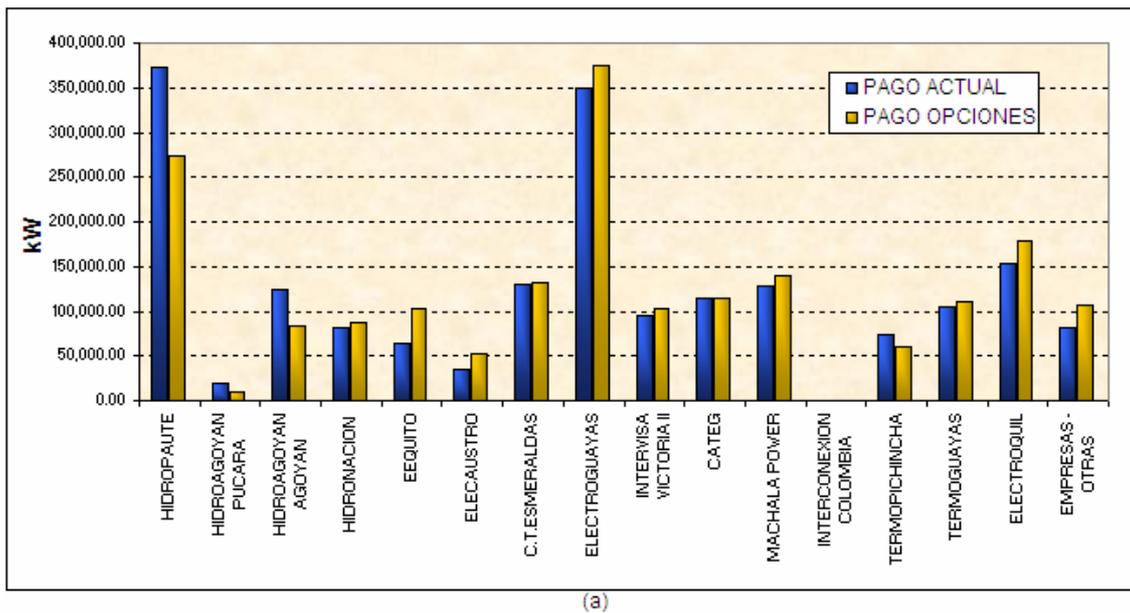
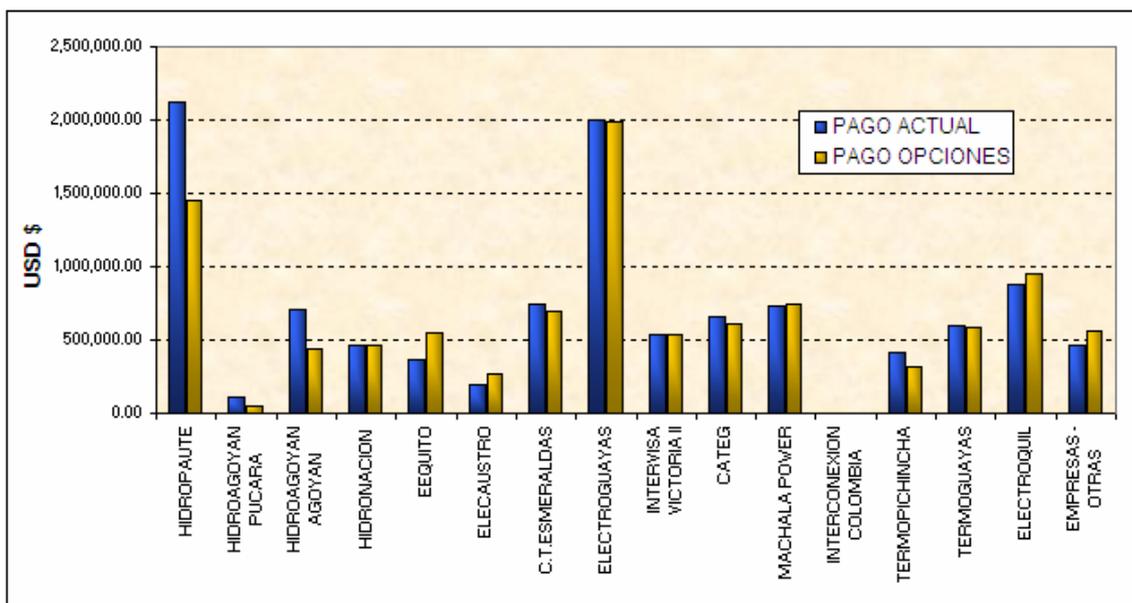


Fig. 18. Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo a la tecnología de generación

La distribución del pago de potencia tanto en kW como en dólares por empresa generadora muestra una tendencia similar como en los casos anteriores como se observa en la figura 19; así las empresas que poseen unidades de generación térmicas poseen mayores ingresos que las de generación hidráulica debido a que no pueden comprometer más allá de su energía firme. A pesar de el valor de pago de potencia para el caso de opciones es inferior los generadores presentan ingresos muy similares.





(b)

Fig. 19. Ingresos por el Pago de Potencia por Empresa de Generación

#### 4.4.2 Caso de demanda mínima

De igual manera como para el caso de la demanda del mes de diciembre, se realiza la simulación para el mes de julio de 2006. Los ingresos obtenidos por los agentes del mercado eléctrico; mediante el pago actual y el pago propuesto de acuerdo al tipo de generación, se indica en la figura 20; en la cual los montos de dinero destinados al pago de potencia para el mes de julio de 2006 son diferentes, debido a que en el modelo de pago de potencia por medio de opciones se obtiene una prima marginal de 4.73 US \$/kW-mes, valor diferente al pago actual que es de 5.7 US \$/kW-mes; a través del pago actual asciende a un valor de US \$ 7.963.755 mientras que por el método propuesto se tiene un valor de US \$6.613.806,32, lo que representa un pago más justo a la disponibilidad presente en el mercado para ese mes, ya que es cuando se realiza la mayoría de los mantenimientos de las unidades del sistema, esto representa un ahorro a los consumidores de US \$1.349.948,68.

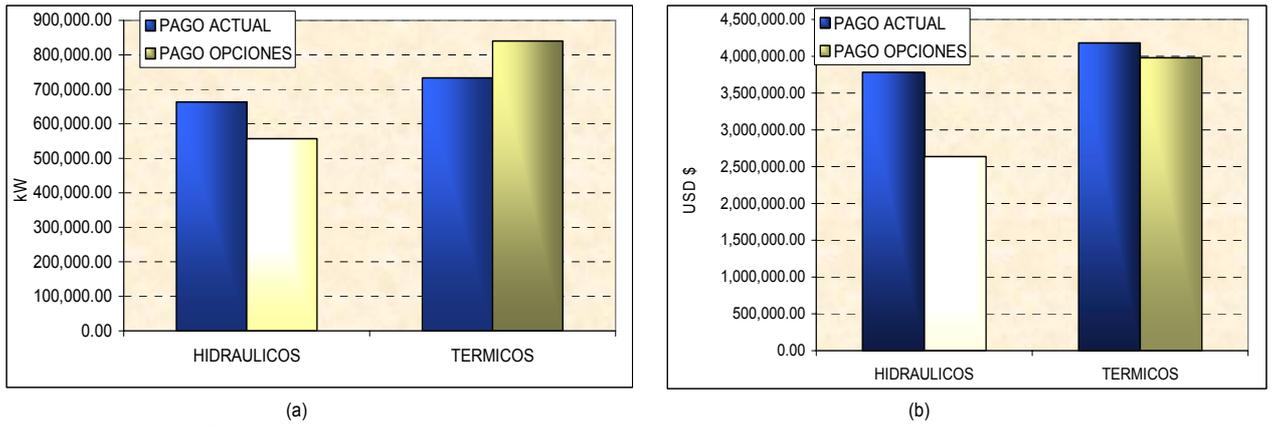


Fig. 20. Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo al tipo de generación

La figura 21, indica la potencia y los ingresos de los agentes por los dos métodos de pago de potencia para cada tecnología; como en el caso anterior se observa la distribución de la asignación de potencia hacia las unidades térmicas lo cual demuestra que en el mercado está tecnología es la que permite sustentar el abastecimiento de la demanda de los consumidores.

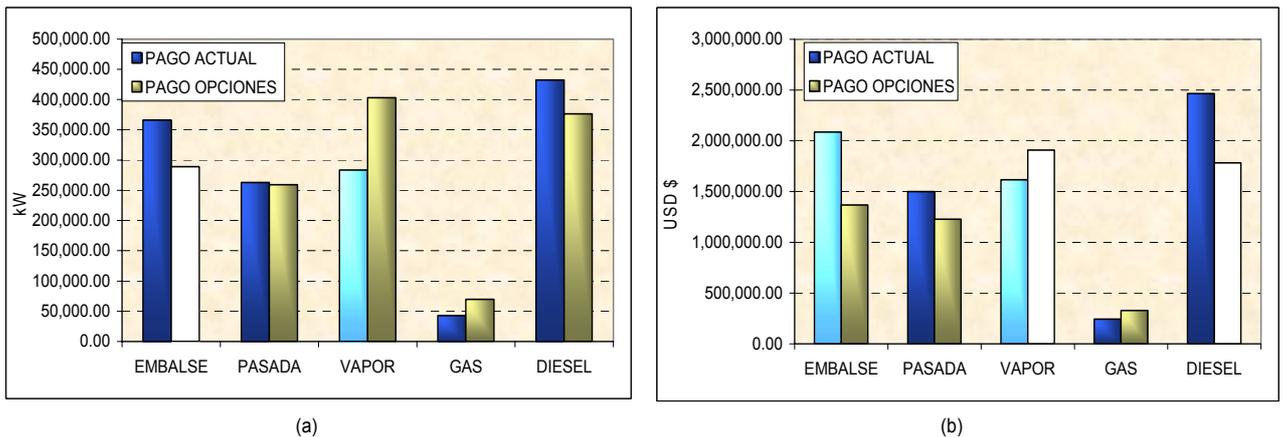
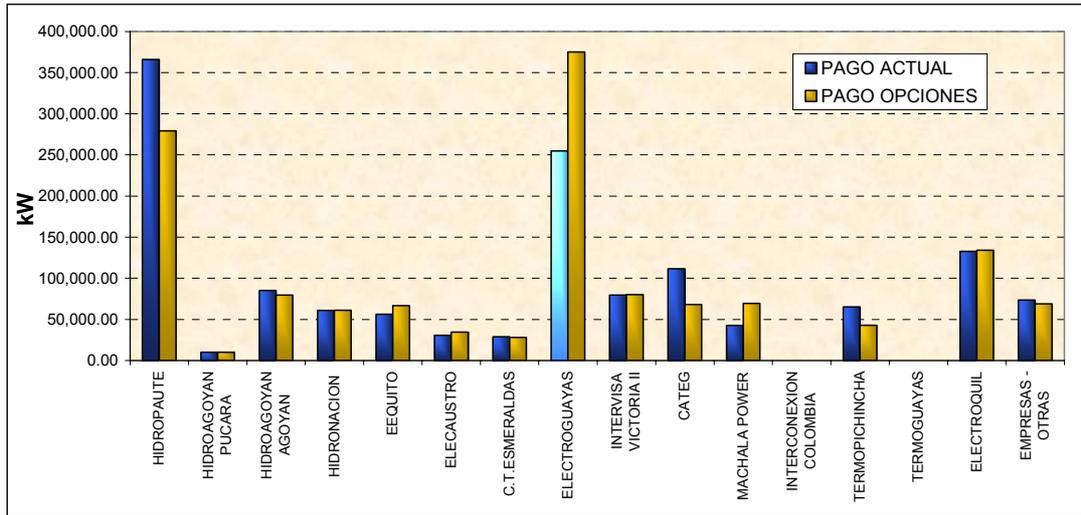
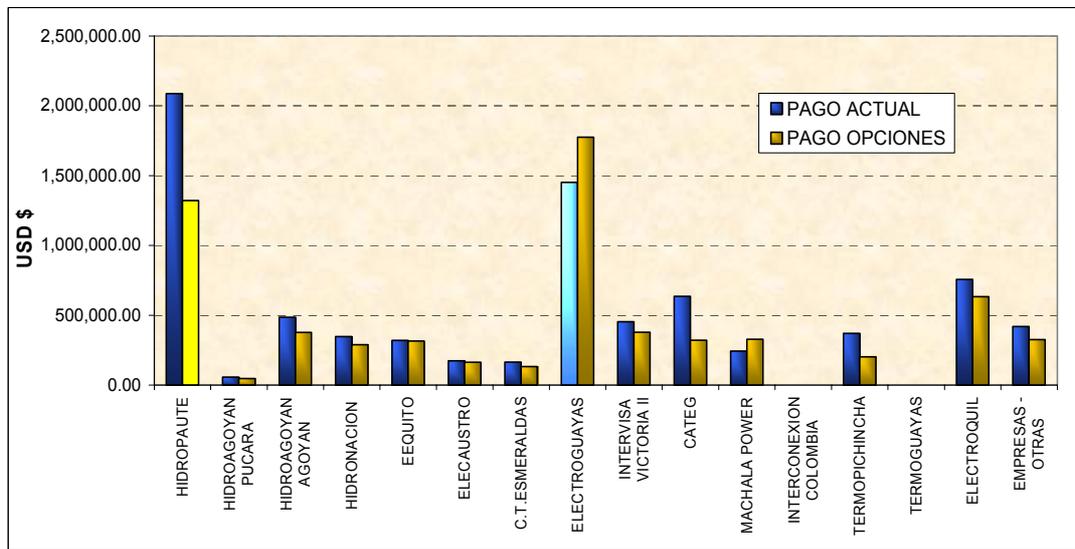


Fig. 21. Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo a la tecnología de generación

Mediante la figura 22, se puede observar la asignación de potencia y de ingresos para cada agente así para el caso de los agentes hidráulicos solo pueden comprometer su energía firme así a pesar de que en el caso de pago de potencia por medio de opciones el precio US \$/kW-mes es menor presentan ingresos muy similares a los actuales, mientras que los agentes con unidades térmicas si poseen potencia y no esta comprometida en mantenimientos o restricciones adicionales el método propuesto permite obtener ingresos superiores a pesar de ser inferior el pago debido al valor de la prima; es decir, los generadores comprometen su disponibilidad y buen manejo de las unidades a través del pago que el mercado debe garantizar.



(a)



(b)

Fig. 22. Ingresos por el Pago de Potencia por Empresa de Generación

## **CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

En el desarrollo del presente trabajo, se hizo un análisis de la estructura del pago de potencia en los mercados eléctricos de Ecuador, Chile y Colombia; con ello se observó la posibilidad de aplicar las opciones como método alternativo al utilizado actualmente para el pago de potencia en el mercado eléctrico mayorista ecuatoriano.

### **5.1 Conclusiones**

#### **5.1.1 Del Mercado Eléctrico Ecuatoriano**

- Como se analizó en el capítulo 1, debido a la necesidad de la economía mundial de obtener recursos para la inversión en el sector eléctrico, a fin de abastecer la demanda y su crecimiento, requiere de una nueva política comercial, la cual permita implementar un mercado eléctrico con mecanismos e instrumentos financieros eficientes y participativos para todos los agentes e inversores; así, las opciones han demostrado cumplir con estas premisas en otros mercados.
- El sector eléctrico ecuatoriano en la búsqueda de inversión se reestructura por medio de la implantación de normas para su funcionamiento, estructura y reglas económicas, las cuales permiten la interacción de los diferentes áreas de la industria eléctrica, a través de un mercado eléctrico que lleva su funcionamiento por más de 10 años desde su creación en octubre de 2006.
- El mercado eléctrico ecuatoriano por medio de la LRSE ha creado para los generadores participantes dos mercados el de energía y el de potencia; para el mercado de energía se permite dos modalidades de transacciones la ocasional conocida como “spot” y la de contratos, esta última a fin de reducir el riesgo comercial que aparece debido a la dinámica de operación que presenta un sistema hidrotérmico.
- El mercado de potencia está claramente determinado en las leyes del mercado eléctrico ecuatoriano, siendo la potencia disponible y el aporte a la reserva de generación los productos a reconocer a los generadores, los

mismos que se encuentran debidamente especificados, en base de lo cual se ha planteado la metodología del pago de potencia a través de opciones.

- La metodología actual del pago de potencia reconoce un valor unitario de potencia que representa el costo medio mensual de la inversión de una unidad de generación a gas de 90 MW para abastecer la demanda máxima.
- La cantidad a cobrar y pagar entre los distintos agentes en el mercado de potencia la determina el CENACE y es comunicada a los diferentes agentes, de acuerdo a la normativa vigente.

### **5.1.2 De los Modelos de Pago de Potencia**

- Dadas las características de un sistema hidrotérmico cuyos precios son extremadamente volátiles, se evidencia la necesidad de proporcionar instrumentos a los distintos participantes que les permitan cubrirse de los riesgos propios de este negocio, ya que si el mercado fuese ideal el mismo sería capaz de generar incentivos necesarios para el ingreso de nuevos generadores; más se ha observado en la realidad que se tiende a la subinversión; así, el pago de potencia constituye uno de los incentivos el cual debe ser claro y transparente para todos los agentes del mercado.
- De acuerdo al capítulo 2, el pago de potencia en los mercados eléctricos constituye un instrumento adecuado que permite dar señales de inversión en el mercado eléctrico, con el fin de dar un adecuado nivel de confiabilidad al abastecimiento de energía a los consumidores, más cada mercado a adaptado una metodología para repartir el monto y el pago respectivo a cada tipo de inversión de generación.
- El pago de potencia en todos los modelos analizados realiza el pago mediante el reconocimiento de la disponibilidad efectiva de cada generador al momento de abastecer la demanda del sistema.
- El grado de análisis y complejidad en el cálculo del pago de potencia de cada modelo analizado puede llevar a ser menos comprensible y

transparente para los agentes del mercado, como se indica en el numeral 2.6 mediante la comparación de modelos de pago de potencia.

### **5.1.3 Del Mercado de Opciones para el Pago Potencia**

- El mercado de opciones libera al regulador de la responsabilidad de la determinación y distribución del pago de potencia; a cambio, deja al mercado a través de la competencia entre generadores colocar el valor y precio de la potencia, todo ello por medio de una subasta, con parámetros que son entendidos por todos los agentes del mercado y bajo reglas claras y transparentes.
- Para la aplicación eficiente de este modelo de comercialización, se debe disponer de una institución administradora del mercado, que establezca los procedimientos para liquidación correcta de estos pagos y el requerimiento del registro de información apropiada, para la determinación y distribución del pago de potencia.
- Para la eficiente operación de un mercado de potencia con estas características, se debe contar con una normativa explícita en lo relacionado con el tratamiento de la información de parte del regulador y de los agentes, una entidad que maneja el registro, liquidación, facturación y todos los detalles que permita mantener y ejecutar el mercado de pago de potencia.
- A fin de transparentar, simplificar y hacer comprensible el proceso de asignación del pago de potencia a los agentes del mercado eléctrico, se presenta la metodología del pago de potencia por medio de opciones implementada, como el caso chileno, o ha ser implementada en mercados eléctricos, como el colombiano, que presentan características similares al ecuatoriano por medio del análisis de las bondades y limitaciones observados por los agentes, autoridades y regulador de dichos mercados. Siendo las ventajas las siguientes: la valoración de las opciones a la operación del mercado, con lo cual los agentes pueden tomar sus decisiones, una sola entidad que realice la subasta y asignación, la

estructuración de la oferta en precio y cantidad no incrementa los procesos de análisis llevados actualmente por los agentes, todo ello no involucra una transformación ni requiere de complicadas adecuaciones a la normativa vigente. Mientras que como desventaja, este tipo de mercado requiere una liberación mayor en los consumidores a fin de incrementar la competencia; esto hace necesario la creación de un agente adicional en el mercado como es la figura del comercializador, el cual ayuda al funcionamiento y a la competitividad en el mercado, todo ello lleva a adquirir por parte de los agentes una mayor cultura y capacitación financiera a fin de afrontar la nueva modalidad de mercado de potencia.

#### **5.1.4 De la Aplicación al Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano**

- La hipótesis del trabajo se puede evidenciar para los casos analizados de máxima y mínima demanda de la simulación y comparación con el pago efectuado en el mercado eléctrico durante el año 2006, así el mercado de pago de potencia a través de opciones constituye un instrumento comercial que permite al agente obtener un flujo de ingresos estables y predecibles para el período de la subasta, debido a que ello permite poder realizar el análisis financiero de la empresa para que de esta manera se pueda tener el presupuesto de operación e inversiones y así construir un portafolio, para que el agente maneje de mejor manera su operatividad y situación dentro del mercado.
  
- Las opciones aplicadas al pago de potencia en mercados eléctricos se constituyen en una herramienta efectiva, que permite al regulador transmitir señales claras de inversión con una intervención mínima de éste sin perder en el ejercicio su función primordial de controlar el mercado a fin de que los cobros y obligaciones adquiridas en la operación del mercado lleguen a los agentes que correspondan, tal como se observó en la transferencia de ingresos entre generadores hidráulicos de embalse y los generadores térmicos a un precio del producto (potencia), comparable con otros mercados como se indicó en el capítulo 1 y comprobado mediante las simulaciones de los casos en el capítulo 4, debido principalmente a que este tipo de generadores ofertan bloques de potencia más competitivos debido a

que el resto de capacidad esta asociada al riesgo de las cuencas hidrológicas.

- Mediante las simulaciones se pudo observar que los parámetros críticos que debe fijar el regulador o el ente encargado por éste para la implementación de la subasta son: la demanda, el precio de ejercicio de la opción, penalización y costo de la energía no suministrada, variables que afectan directamente la cantidad que el mercado requiere, los costos y los ingresos que reciben los oferentes de éste mercado.
- La ventaja del mercado de potencia por medio de opciones permite variar el valor que se paga por la potencia de acuerdo a las condiciones del mercado en búsqueda de alcanzar el equilibrio entre la oferta y la demanda a diferencia del método actual que a cualquier requerimiento del mercado el precio de la potencia es fijo. Así como también se llega a reconocer la importancia en el abastecimiento de la demanda del sistema de las unidades térmicas por lo que se asigna primeramente bloques de potencia más seguros y luego los bloques que sean menos seguros debido, por ejemplo, a las condiciones hidrológicas o situaciones externas.
- Mediante el precio alcanzado en el pago de la potencia se observa que existe la posibilidad de alcanzar ahorros por parte de los consumidores de acuerdo al nivel de demanda que se subasta.

## **5.2 Recomendaciones**

- Antes de implementar cualquier reforma normativa, es necesario presentar los impactos de la misma a través de simulaciones las cuales deben ser conocidas por parte de todos los agentes del mercado eléctrico, a fin de ubicar observaciones y sugerencias, esto permite mejorar tanto los parámetros del modelo y obtener puntos de vista de los agentes del mercado constituyéndose ello en un análisis cualitativo del impacto de la metodología plasmada por medio de regulaciones.

- Es necesario y urgente que el regulador defina el costo de la energía no suministrada, mediante un análisis econométrico; debido a que varios estudios y análisis del mercado se lo realiza a través de un valor aproximado y arbitrario; más, él mismo debe ser una curva que represente el impacto económico del nivel de racionamiento que sufre el consumidor.
- A fin de aprovechar las bondades de la tecnología de la información; es necesario para un futuro trabajo implementar el ingreso de la información sobre ofertas y declaración de disponibilidad de las unidades generadoras a fin de crear una base de datos que permita automatizar la subasta requerida para la implementación del mercado de potencia.
- Finalmente para que el sector eléctrico ecuatoriano cuente con los instrumentos necesarios para viabilizar la comercialización eficiente de energía y que propenda al desarrollo del país, se considera necesaria una reestructuración de las entidades que conforman el mercado eléctrico, para emprender en un análisis profundo de la normatividad y de esa manera sea el propio sector el generador de los cambios. Además se requiere la voluntad política que posibilite la implantación de esa normatividad para forjar el desarrollo del mercado eléctrico, como lo visto por el mercado eléctrico colombiano y chileno que posee grandes similitudes en las características técnicas, estructura y relación de los agentes del mercado eléctrico.

## Bibliografía

- 1 Arriagada José, Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico, Tesis de Maestría PUCCH, Chile, 2001
- 2 Altamiras Carlos, “Pago por Capacidad vía Opciones Financieras”, Tesis de Maestría PUCCH, Chile, 2002.
- 3 ALCOGEN “Estudio Cargo por Capacidad en Colombia”, Madrid, 2000.
- 4 Expertos en Mercados –XM-, “Seminario Taller Transacciones en Bolsa: Cargo por Capacidad”, Medellín, 2000.
- 5 Comisión Nacional del Mercado de Valores, “¿Qué debe saber sobre Opciones y Futuros”, Guía del Instituto MEFF, Madrid, 2004, pp 7-25
- 6 Corporación Centro Nacional de Control de Energía-CENACE-, información operativa y administrativa del mercado eléctrico ecuatoriano [http:// www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)
- 7 Consejo Nacional de Electrificación –CONELEC- Información general y normativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.conelec.gov.ec>
- 8 Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, Información general y normativa del mercado eléctrico colombiano <http://www.creg.gov.co>
- 9 CREG, “Cargo por Confiabilidad“, Bogotá, Abril, 2006.
- 10 Curso: Regulación del Sector Eléctrico, Universidad de Comillas, Madrid,2005
- 11 Expertos en Mercados –XM-, Información operativa y administrativa del mercado eléctrico colombiano <http://www.xm.com.org>
- 12 Ibarburu Mario, Regulación en los mercado eléctrico competitivos, Universidad de la República, Montevideo, 2001, p 2-14
- 13 Empresas Públicas de Medellín –EPPM-, “Garantía de Suministro en Generación en Colombiano”, Medellín, Abril, 2004.
- 14 Hunt, S et al Competition and Choice in Electricity, John Wiley and Sons, 1996
- 15 Hull, J Options, Futures and other Derivatives, Prentice Hall, 1997

- 16 Oscullo José, Um Modelo de Pre-Despacho com Gerenciamento de Congestionamiento no Sistema de Transmissão, Tesis de Maestria UNICAMP, 2002, pp 85-90
- 17 Oscullo José, Análisis de la Aplicación de Forwards en el Mercado Eléctrico: Caso Colombiano: Perspectivas de Aplicación al Ecuador, Monografía UASB, 2006, pp 21-23
- 18 Unidad de Planeación Minero Energética –UPME- , “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”, Bogotá, 2004, pp 27-34
- 19 UPME, “Análisis Comparativo Internacional de Precios de Electricidad en el Sector Industrial Latinoamericano”, Bogotá, 2004, pp 7-130
- 20 XM, “El Mercado de Energía Mayorista y su Administración”, Seminario Introducción a la Operación y Administración del Mercado, Medellín, Marzo, 2005

