

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
ESCUELA DE ECONOMÍA



**RELEVANCIA DE UN MERCADO DE MAYORISTAS DE
ENERGÍA DENTRO DE LA NUEVA LEGISLACIÓN DEL
SERVICIO ELÉCTRICO EN VENEZUELA**

Profesor guía:

Juan Carlos Guevara

Realizado por:

July N. Alvarado Freitez

Marjored Pérez M.

Caracas, Octubre 2003

A Dios Todopoderoso, por permitirme llegar a culminar mi carrera. A mi padre Julio, porque su ejemplo de rectitud, honestidad y dedicación me han servido de guía para llevar a cabo mis metas propuestas...Gracias Papi por tu confianza. A mi madre Chepina, por su amor, dulzura y fe en mi...Gracias Mami por tu comprensión. A mis hermanas, Bioni e Yvy, por su paciencia y porque sus triunfos obtenidos han sido la mejor guía para el camino que he recorrido. A mis sobrinos, Julio y Pedro, para quienes he querido ser un ejemplo de dedicación. Y para todos aquellos que de una u otra forma me han ayudado a ser hoy quien soy.

July N. Alvarado Freitez

A mi madre Marlene, por todo el amor y paciencia que me ha brindado. A mi padre Jorge, por lo fortaleza que me ha permitido desarrollar. A mis hermanos Eduardo y Andrés, por su amistad incondicional. A mis abuelos Roy y Helena Harvey, por su cariño y sabiduría. A mi gran amor Félix, por ser mi mejor consejero. Por último, dedico este trabajo a aquella persona que hizo posible su realización, a mi guía, a mi amigo, a mi apoyo, a mi norte, a mi tío Leopoldo Pérez Meltke.

A todos ustedes, mil gracias.

Marjored Pérez M.

AGRADECIMIENTOS

- A Dios por estar con nosotras a lo largo de nuestras vidas y por permitirnos llegar hasta donde hemos llegado.
- A nuestras familias por todo el apoyo que nos han brindado a lo largo de nuestras vidas.
- A nuestro Tutor Doctor Juan Carlos Guevara, por ser nuestra guía, apoyo y consejero a lo largo de la elaboración de nuestra tesis
- A la Escuela de Economía y a todas las personas que laboran en esta institución.
- A todos nuestros amigos y compañeros que nos siguieron a lo largo de nuestros estudios.
- A CAVEINEL, por la ayuda prestada en el suministro de información.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIAS	2
AGRADECIMIENTOS	3
ÍNDICE DE CONTENIDO	4
ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABLAS	10
ÍNDICE DE GRÁFICOS	11
INTRODUCCIÓN	12
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN AL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	16
1.1. CARACTERÍSTICAS DE UN MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	18
1.2.- FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO	20
1.2.1.- Mercados de Contados (Spot)	20
1.2.1.1.- Operación integrada del despacho y el mercado spot de energía....	21
1.2.1.2.- Operación integrada del despacho y el mercado spot con costos regulados	22
1.2.1.3.- Operación separada del despacho y el mercado spot de energía....	22
1.2.2.- Mercados de Contratos	23
1.2.2.1.- Contratos de Suministro	24
1.2.2.2.- Contratos de Respaldo	25
1.3.- SISTEMAS DE PRECIOS EN MERCADOS ELÉCTRICOS	25
1.3.1.- Precios en Mercados Competitivos (Generación)	26

1.3.1.1.- Precio Spot.....	26
1.3.1.2.- Modelo Nash-Cournot.....	26
1.3.1.3.- Contratos.....	27
1.3.1.4.- Energía y Potencia.....	27
1.3.1.5.- Servicios Auxiliares o Complementarios	28
1.3.2.- Precios en Mercados Regulados	29
1.3.2.1.- Generación.....	29
1.3.2.1.1.- Precio Nudo	29
1.3.2.2.- Transmisión	29
1.3.2.2.1.- Acceso abierto a la transmisión.....	29
1.3.2.3.- Distribución	30
1.3.2.3.1.- Price Cap	30
1.3.2.3.2.- Peajes de Distribución	30
CAPÍTULO 2: LA BOLSA DE ENERGÍA.....	31
2.1.- ORGANIZACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS MAYORISTAS.....	32
2.1.1.- Operación Física.....	32
2.1.2.- Operación Económica	33
2.1.3.- Operación Comercial.....	34
2.1.4.- Modelos de Organización.....	35
2.1.4.1.- Modelo Verticalmente Integrado.....	36
2.1.4.2.- Modelo Pool	38
2.1.4.3.- Modelo de Contratos Bilaterales Físicos	40
2.1.4.4.- Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema..	42

2.1.4.4.1.- La Bolsa de Energía (BE) o Power Exchange (PX)	42
2.1.4.4.2.- El Operador Independiente del Sistema (OIS)	42
2.2.- MODELO BOLSA DE ENERGÍA – OPERADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA	43
2.2.1.- Operador Independiente del Sistema.....	44
2.2.2.- Bolsa de Energía.....	45
2.2.2.1.- Organización.....	46
2.3.- FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGÍA	48
2.3.1.- Operación Bajo el Principio de Precio de Equilibrio de Mercado (PEM)	
.....	49
2.3.2.- Consideraciones del Modelo	50
2.3.3.- Formatos de las Ofertas	51
2.4.- SEPARACIÓN DE FUNCIONES ENTRE LA BE-OIS	52
2.5.- MERCADOS OPERADOS POR LAS BBEE	53
2.5.1.- Mercado Intradía	55
2.5.2.- Mercado Diario.....	55
2.5.3.- Contrato de Bloques de Energía Forward	56
2.5.4.- Mercados en Tiempo Real y Servicios Auxiliares	57
2.6.- COMPROMISOS EN LA BOLSA DE ENERGÍA	57
2.7.- PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y CONCILIACIÓN.....	58
2.8.- RELACIÓN BOLSA DE ENERGÍA CON CONTRATOS BILATERALES	
.....	60

CAPÍTULO 3: MODELOS EXISTENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL	62
3.1.- CHILE	63
3.2.- INGLATERRA Y GALES	65
3.3.- PAÍSES NÓRDICOS	68
3.4.- ARGENTINA	69
3.5.- COLOMBIA	71
3.6.- BRASIL	73
3.7.- CALIFORNIA	75
3.8.- MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	77
 CAPÍTULO 4: ASPECTOS RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN VENEZUELA	 82
4.1.- RESEÑA HISTÓRICA	83
4.2.- ESTRUCTURA ACTUAL	83
4.3.- EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO	87
4.4.- ACTIVIDADES DEL SERVICIO ELÉCTRICO	93
4.5.- MARCO REGULATORIO	95
4.6.- MOTIVACIONES Y REFORMAS INSTITUCIONALES	99
 CAPÍTULO 5: PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA BOLSA DE ENERGÍA PARA VENEZUELA	 106
5.1.- BE – OIS EN VENEZUELA	107
5.1.1.- El Estado como Operador Independiente del Sistema	108

5.2. - PLANTEAMIENTOS DE LA LSE PARA UN MERCADO MAYORISTA	108
5.2.1.- Los Contratos de Suministro Hidroeléctrico	110
5.2.2.- Los Contratos de Abastecimiento	111
5.2.3.- La Transmisión	112
5.2.4.- La Distribución	113
5.2.5.- La Comercialización	113
5.2.6.- El Despacho y Precio de Balance de la Energía	115
5.3.- PROPUESTA DE MECANISMO DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE UN MERCADO MAYORISTA EN VENEZUELA	119
5.3.1.- Segmentación del Mercado	119
5.3.2.- Bandas Tarifarias de la Energía Eléctrica en un Mercado Mayorista	120
5.3.2.1.- La amplitud de la banda	122
5.3.2.1.1.- Price Cap	122
5.3.2.1.2.- Costo Marginal	125
5.3.2.2.- La regla de desplazamiento de la paridad central	126
5.3.2.3.- La modalidad de intervención de la autoridad	127
5.3.2.3.1.- Subasta Ciega	128
5.3.2.3.2.- Ajustes por Avances Tecnológicos	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFIA	134
ANEXO	142

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Mercado de Energía Eléctrica	20
Figura 1. 2 Nord Pool	23
Figura 1. 3 Energía y Potencia.....	28
Figura 2. 2 Sistema Verticalmente Integrado	37
Figura 2. 3 Modelo Pool	38
Figura 2. 4 Modelo Contratos Bilaterales	40
Figura 2. 5 Modelo Organizacional BE-OIS	44
Figura 2. 6 Operación de la Bolsa de Energía	47
Figura 2. 7 Mercados Eléctricos Mayoristas	54
Figura 2. 8 El Mercado Eléctrico Nórdico.....	61
Figura 4. 1 Sistema Eléctrico Interconectado	90
Figura 4. 2 Sistema de Transmisión.....	92
Figura 5. 1 Evolución del Precio de Energía dentro de la banda.....	122
Figura 5. 2 Competencia Perfecta.....	125
Figura 5. 3 Autoridad en el Límite Superior.....	129
Figura 5. 4 Comportamiento en el Límite Inferior	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Bolsas de Energía en el Mundo	48
Tabla 3. 1 Generación y capacidad instalada de electricidad en América Latina y el Caribe.....	78
Tabla 3. 2 Precios Promedio de la Electricidad en América Latina y el Caribe.....	80
Tabla 4. 1 Longitud del Sistema de Transmisión	93

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3. 1 Generación y capacidad instalada de electricidad en América Latina y el Caribe.....	78
Gráfico 4. 1 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado a Diciembre de 2002	91
Gráfico 4. 2 Generación de Energía % GW acumulado a Diciembre 2002	91

INTRODUCCIÓN

En los últimos años numerosos países han adoptado o están en vías de adoptar un modelo que favorezca la competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica, mediante la combinación de reestructuraciones, privatizaciones y fomento de la competencia. En estos países “los precios de la electricidad están siendo determinados por la competencia de los agentes públicos y privados que participan en las bolsas de energía”¹.

Hoy en día, Venezuela presenta un sistema de regulación que fomenta la libre competencia y la participación privada. El nuevo reglamento de Ley del Servicio Eléctrico, vigente desde el año 1999, estimula la inversión privada propiciando la participación de nuevos agentes en el mercado eléctrico, que operen en igualdad de condiciones y sin discriminaciones.

Dentro de este nuevo marco regulatorio, el artículo 78 establece: “En el Mercado Mayorista de Electricidad se realizarán las transacciones de bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Podrán participar en este mercado los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios, y estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo”². La introducción de un Mercado Mayorista de Electricidad (Bolsa de Energía) donde confluyan libremente oferentes y demandantes, sin embargo, pareciera condicionar el

¹ Señaló el gerente general de Interconexión Eléctrica (ISA), Javier Gutiérrez, en el Foro sobre Reestructuración del Sector Eléctrico: Experiencias Internacionales realizado en el Instituto de Estudios Avanzados, IDEA de la Universidad Simón Bolívar

² **Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.**

éxito de la apertura del sector eléctrico ya que, de lo contrario, no formaría parte de un mandato legal.

El objetivo de esta investigación será, por tanto, el determinar la relevancia de este espacio transaccional dentro de una industria históricamente considerada como un monopolio natural. Se buscarán las razones que puedan motivar la adopción de un Mercado Mayorista de Electricidad como condicionante para el éxito de la apertura, tomando en cuenta que el nuevo marco regulatorio mantiene espacios monopólicos para la prestación de servicios, los cuales podrían neutralizar los beneficios obtenidos por la apertura anunciada en la nueva Ley de Servicio Eléctrico.

Para sustentar el objetivo de nuestro trabajo, se exponen los distintos casos de bolsas de energía que se han presentado a nivel mundial y, de esta forma, crear una plataforma para el diseño de nuestro modelo. Aquí observaremos tanto las condiciones y necesidades de cada país al implantar un mercado mayorista de energía eléctrica, como también la evolución, aciertos y fracasos de cada modelo. De antemano, esto nos hace ver que no existe una recomendación o modelo genérico para todos los países.

Entre los mercados de primera generación podemos nombrar los de Inglaterra/Gales y Chile, los cuales han tenido como resultados positivos el hecho de haber logrado la ruptura de los monopolios estatales y el traspaso de las empresas a manos de capitales privados. Pero, como todo, también han tenido sus fracasos y es que al tener incentivos que atentan contra la eficiencia del mercado, han requerido de cambios en

la legislación vigente. Este es el caso de Chile, donde la legislación no fue capaz de evitar la crisis energética de finales de los 90.

Mientras que en el caso de Inglaterra/Gales, el mecanismo que remuneraba al pago por capacidad inducía a las empresas a declarar menos potencia disponible que la que realmente tenían, a pesar de que redujeron considerablemente los costos y se mejoró la eficiencia. Para revertir esta distorsión, se está reestructurando el sistema cambiando el pool centralizado por un modelo de contratos bilaterales financieros y físicos complementado por una bolsa de energía, inspirado en el mercado nórdico³.

Contrario a lo que se esperaría, la desregulación y apertura de la industria eléctrica no siempre trae consigo un incremento en el bienestar de los consumidores. El caso más reciente de fracaso de un mercado libre de energía es el de California. El 31 de marzo de 1998, comienza un proceso de desregulación que tiene por finalidad que los consumidores de todas las clases, residenciales, comerciales e industriales, puedan elegir libremente quien les suministre la energía, independiente de la zona de concesión en que se encuentren. Sin embargo, a partir de mayo del 2000, los precios de la energía en California comenzaron a subir bruscamente, a pesar de la existencia de una bolsa de energía. Como analizaremos más detalladamente en capítulos posteriores, las razones que principalmente desencadenaron esta conocida crisis fueron: fallas de mercado, deficiencias estructurales y factores exógenos, elementos

³ Este mercado ha tratado de crear regulaciones que incorporen en forma más precisa las externalidades de manera que el rol del OIS (Operador Independiente del Sistema) sea más operativo que económico. Estos mercados tienden a entregar una mayor libertad a cada agente para determinar su operación y a usar información en tiempo real para la fijación de precios.

estos que deben entonces ser tomados en cuenta a la hora del diseño de un mercado mayorista de electricidad.

Al finalizar este trabajo, partiendo de las condiciones geográficas, económicas y regulatorias actuales, plantearemos un diseño de Bolsa de Energía para Venezuela. Para ello, analizaremos los requerimientos y el marco metodológico para el funcionamiento de este proyecto. El aporte de nuestra investigación debe ser considerado a la luz de un nuevo marco regulatorio que, de concretarse, podrá significar una verdadera revolución en la industria eléctrica nacional.

**CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN AL MERCADO MAYORISTA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En el año 2001, la Asamblea Nacional aprobó la nueva Ley de Servicio Eléctrico que viene a llenar un vacío legal importante en Venezuela. “En ella se establecen las normas bajo las cuales regirán las relaciones entre las empresas que prestan el servicio y los usuarios, conforme a los principios de equilibrio económico, equidad, calidad y eficiencia”⁴. Unos de los aspectos relevantes de esta ley es su principio de libertad de competencia que se ve reflejado en el Artículo 3 del Capítulo I⁵, y la contemplación de un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Los Mercados Mayoristas de Electricidad, como todo mercado competitivo organizado, son primordialmente vehículos para facilitar las transacciones en forma transparente, de tal manera que contribuya a la formación del precio, a dar los incentivos máximos para la producción eficiente y a determinar las inversiones en capacidad adicional. Esto siempre y cuando las características de la tecnología y la demanda hagan que el mercado pueda efectuar estas tareas mejor que por procedimientos administrativos. Sin embargo, este cambio no exime al mercado de la necesidad de regulación, y solamente cambia la naturaleza de aquella para acomodarla a nuevos temas como el poder dominante⁶ de empresas en el mercado. Particularmente, la sociedad espera que la acción del regulador lleve a obtener los precios más bajos con los patrones de calidad y la variedad de productos deseados por el consumidor, sujetos a que la industria pueda permanecer financieramente viable y efectuar las inversiones requeridas. Los elementos clave que aseguran la

⁴ Interconexiones. *Venezuela se apresta a la Reforma y Modernización del Sector Eléctrico*. Editado por CAVEINEL, No. 25: Octubre 1999

⁵ Ver Anexo

⁶ Capacidad de uno o varios participantes de elevar los precios del mercado y beneficiarse económicamente de esta medida.

competitividad del mercado son la estructura del mismo (el número y tamaño de los participantes) y las reglas que definen su operación.

Analizar las experiencias internacionales, así como realizar una propuesta de diseño para un Mercado Mayorista de Energía para Venezuela, incluyendo el rol preponderante del regulador, serán precisamente los objetivos principales de este trabajo de investigación.

1.1. CARACTERÍSTICAS DE UN MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Estos elementos interaccionan entre sí, puesto que una estructura particular demanda un conjunto de reglas específicas y una regla particular no necesariamente es buena para todas las estructuras. A su vez, las reglas pueden estar afectadas por otros factores como la geografía y la fuente de energía primaria (hidráulica o térmica). Además, la imposibilidad de almacenar electricidad, así como las restricciones que este hecho impone a la operación de la red, hacen que el mercado de electricidad requiera un cuidado especial. El diseño adecuado del mercado, clave para su competitividad, se convierte por lo tanto en la principal tarea del regulador.⁷

El mercado de energía eléctrica tiene características particulares con respecto a otros mercados entre las que podemos mencionar:

- a.- **Necesidad de un balance instantáneo entre oferta y demanda:** la energía por características propias, no permite que se almacene, por lo que se debe

⁷ Millán, Jaime (1999). *La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina*. Pág. 2-3

producir la misma cantidad que se consume. Además es muy difícil encontrar un sustituto en el corto plazo.

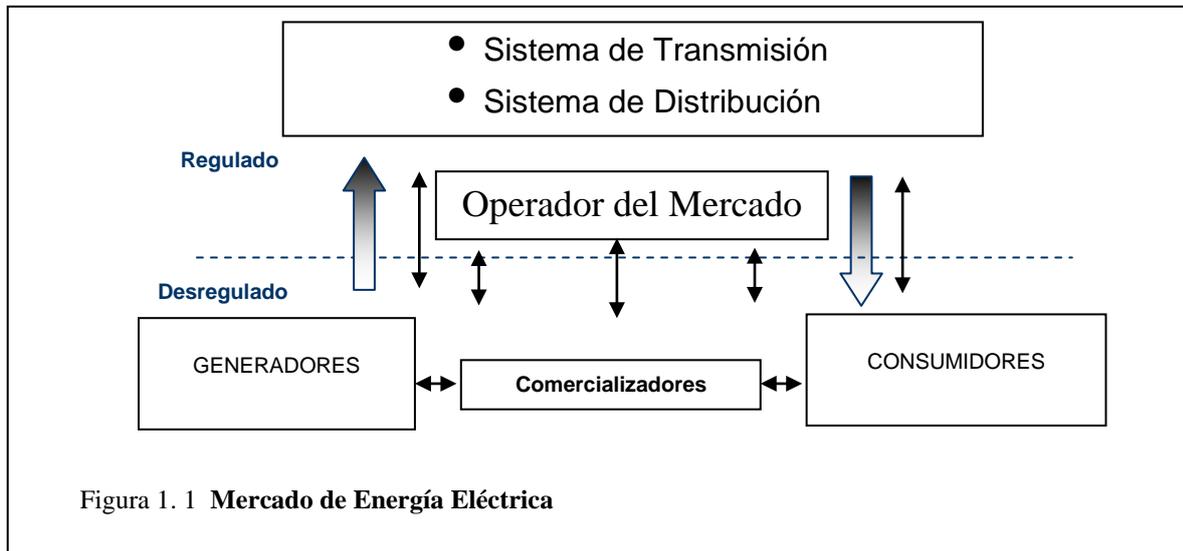
b.- **Alto valor de la continuidad del suministro:** es un servicio de acción continua (las 24 horas), una discontinuidad en el funcionamiento del mercado es intolerable. Esto nos dice que la demanda es inelástica.

c.- **Productores y consumidores están vinculados a través de una red:** existe una infraestructura interconectada para la distribución masiva del servicio, que cubren altos contingentes de población y extensión geográfica.

Por ser de carácter público, el servicio eléctrico puede requerir regulación, con lo cual el Estado puede ejercer su papel de forma directa, mediante algún organismo público, o indirectamente a través de un marco legal e institucional adecuado para regular la actividad privada en el sector; y estas opciones no son necesariamente excluyentes. Pero es aquí donde se formula la siguiente pregunta: ¿Puede operar este mercado sin un control centralizado? Para poder contestar a esta pregunta es necesario recurrir a las condiciones del sistema eléctrico, es decir como se comporta el mercado en cada uno de los eslabones de la cadena de producción del sistema eléctrico.

El proceso de producción de la energía eléctrica esta compuesta por 4 fases: generación, transmisión, distribución y comercialización. En las actividades de transmisión y distribución se presenta un monopolio natural, debido a la presencia de altos costos hundidos en infraestructura de redes, sujeto a concesiones reguladas por el Estado. Las actividades de generación y comercialización están abiertas a la

competencia, y es aquí donde surgen los debates de cómo regular, que van desde un marco de libre competencia a uno muy regulado por el Estado.



1.2.- FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

La participación de los comerciantes para facilitar el intercambio entre generadores y consumidores se realiza por medio de los mercados. En un marco conceptual encontramos dos tipos de mercados:

- 1.- Mercados de Contados (Spot)
- 2.- Mercados de Contratos

1.2.1.- Mercados de Contados (Spot)

Se entiende por Mercado Spot, “el mercado donde se comercian los activos financieros⁸ para entrega inmediata”⁹, es decir, es el ámbito que comprende las

⁸ Activo que representa una obligación legal sobre algún beneficio futuro.

operaciones de compra-venta de mercancías (en este caso electricidad) o activos financieros y en el cual se opera de forma inmediata (corto plazo) a partir de la contratación de los bienes o servicios comercializados.

Las operaciones de compra-venta en un mercado spot se realizan a través de transacciones de oportunidad de energía eléctrica. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores, y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculando en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la energía disponible.

En un mercado spot se pueden señalar tres modelos básicos para la construcción de un diseño del mercado mayorista de la energía eléctrica:

- 1.- Operación integrada del despacho y el mercado spot de energía.
- 2.- Operación integrada del despacho y el mercado spot con costos regulados.
- 3.- Operación separada del despacho y el mercado spot de energía.

1.2.1.1.- Operación integrada del despacho y el mercado spot de energía

En este modelo los generadores deben ofertar en una bolsa o pool de energía (gestionado por el Operador del Sistema). El proceso se repite cada hora o cada período de tiempo que se defina. El modelo funciona solamente si las ofertas reflejan el costo marginal de generación, es decir, existe oferta y demanda no

⁹ Fabozzi, Frank; Modigliani y Ferry.(1996). *Mercados e Instituciones Financieras*. Edit. Prentice Hall. Pág. 16.

aleatorias y suficientes participantes en el mercado. Este modelo fue utilizado al comienzo del mercado Inglés.

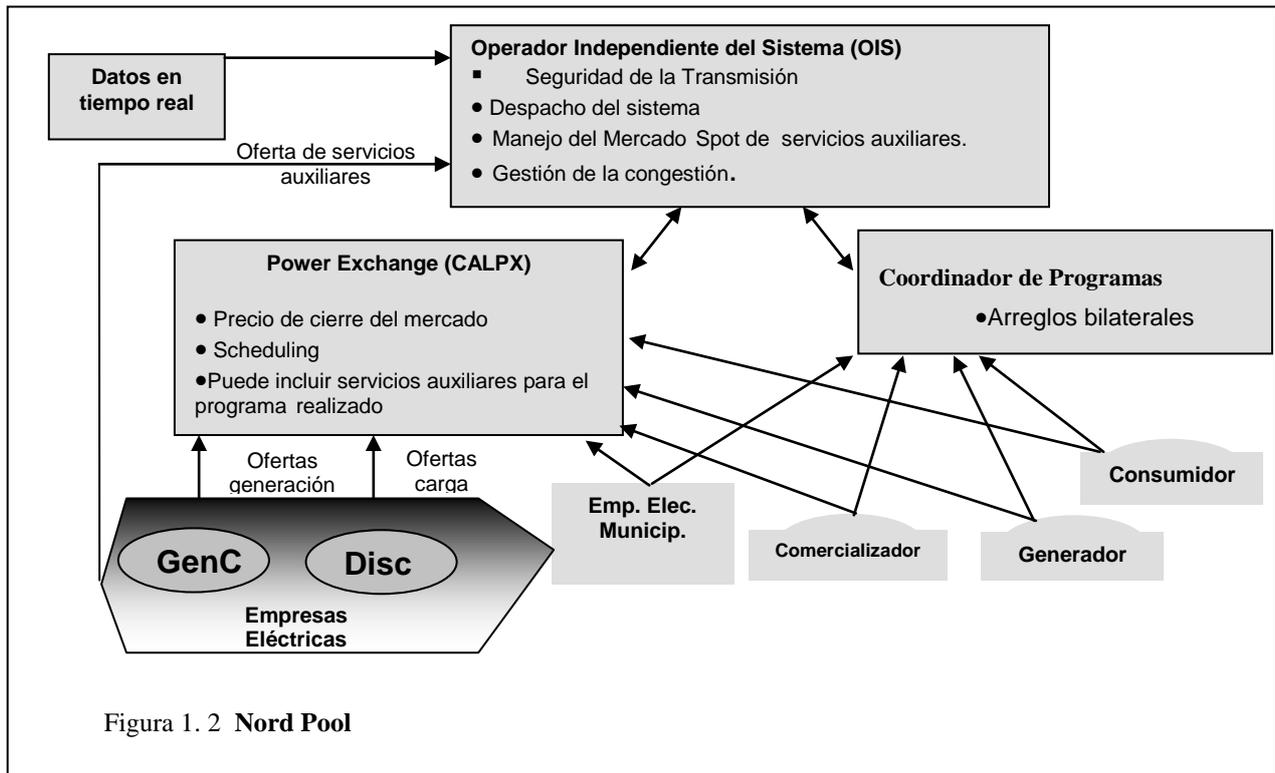
1.2.1.2.- Operación integrada del despacho y el mercado spot con costos regulados

En este segundo modelo se establecen topes para los precios de generación. Los topes intentan reflejar los costos marginales de generación y son determinados por auditoría. El Modelo funciona aún con pocos participantes y con alta proporción de generación de tipo renovable. Este modelo se asemeja a los casos de Argentina, Chile, Brasil y Uruguay.

1.2.1.3.- Operación separada del despacho y el mercado spot de energía

Una o más bolsas de energías establecen transacciones libremente pactadas entre sus participantes con cierta anticipación. Las transacciones son comunicadas al operador, que a su vez trasmite a las bolsas de energía las restricciones físicas existentes. Se utiliza un proceso iterativo entre las bolsas de energía y el operador del sistema. Los casos similares son los del Nord Pool (Noruega, Suecia, Finlandia).

Las ventajas de este modelo es que los precios son fijados en el mercado exclusivamente por compradores y vendedores, sin interferencia de mecanismos de fijación de precios. Pero la desventaja es que se presenta mayor complejidad y elevados costos de coordinación. Este tercer modelo funciona solamente si las ofertas reflejan el costo marginal de generación, en otras palabras muchos participantes y mercados financieros bien desarrollados.



1.2.2.- Mercados de Contratos

El futuro es difícil de predecir. La incertidumbre se transforma en riesgo (de pérdida de ingresos). Hacer cualquier negocio implica un cierto riesgo y va a depender de la actitud ante esta situación. Los contratos son herramientas financieras utilizadas para reasignar los riesgos. Reducen el riesgo de las inversiones en generación. Sin contratos los precios pueden ser muy volátiles en el Mercado Spot. Pueden funcionar como un seguro por la cantidad de potencia contratado en caso de racionamiento.

Los costos de generación provenientes del despacho óptimo centralizado mostrarán cierto grado de incertidumbre y volatilidad estacional debido, principalmente, a la

variación de la demanda y a la aleatoriedad de la disponibilidad de los recursos hídricos. Esta es una de las razones que invitaría a los vendedores y compradores a establecer contratos que garanticen a los primeros un ingreso periódico y nivelado y, a los compradores un suministro a precio definido.

Estos contratos son de índole financiero y no distorsionan el despacho óptimo centralizado. Este Mercado está fundamentalmente compuesto por dos tipos de contratos¹⁰:

1.- Contratos de Suministro

2.- Contratos de Respaldo

1.2.2.1.- Contratos de Suministro

Son contratos financieros en los cuales un vendedor (sea un generador o comercializador) se compromete a hacerse cargo de las obligaciones y pagos relativos a las necesidades de una demanda de potencia y energía a un precio pactado.

Para los contratos, se pueden prever dos modalidades: como obligación del comprador o como opción. En la primera (conocida como “forward”), existe un compromiso de pago de la potencia y la energía acordada entre dos partes. En la segunda (conocida como “call”), el comprador se compromete a pagar la potencia y

¹⁰ **M. E. M. y Fundelec.** *Costos y Tarifas para la Electricidad. Lineamientos Básicos para el Diseño del Régimen Económico del Mercado Eléctrico de Venezuela.* Ponencia. 1996

la energía, reservándose el derecho más no la obligación de comprar al precio establecido en el contrato (precio de ejercicio).

1.2.2.2.- Contratos de Respaldo

En este tipo de contratos el vendedor se compromete a indemnizar al comprador, en caso de no recibir la potencia o energía pactada en el contrato. Se trata de contratos en que un generador vende parte o toda su generación real y potencia efectiva a un agente para respaldo del mismo. El objeto de este tipo de contratos es para que el generador obtenga un respaldo de sus contratos de suministro, o para que el comprador obtenga respaldo de abastecimiento local.

1.3.- SISTEMAS DE PRECIOS EN MERCADOS ELÉCTRICOS

En los mercados competitivos se busca proveer de eficiencia económica a través de la operación e inversión por parte de las firmas, además de una respuesta adecuada a cambios en el mercado. En cambio en los mercados regulados, a parte de alcanzar los mismos objetivos que en un mercado competitivo se trata también de evitar pérdidas sociales debido a precios monopólicos, flexibilidad, estabilidad, simetría de riesgos y oportunidades para el regulado. En un mercado regulado los precios deben reflejar el costo de proveer el servicio regulado, incentivar a reducir los costos de producción y generar el retorno adecuado al capital de inversión. Los objetivos de la política regulatoria son fortalecer la competencia (aumentando la eficiencia y la reducción de precios) y estimular la innovación y la adaptabilidad. Pero los conflictos que se generan al momento de fijar los precios se deben a intereses contrapuestos entre el regulador y los regulados.

1.3.1.- Precios en Mercados Competitivos (Generación)

1.3.1.1.- Precio Spot

El precio spot es estimado por un operador central con base en los costos marginales de corto plazo (auditados) de las distintas empresas que transan energía y corresponde al costo marginal de la última planta que es despachada para satisfacer la demanda en cada hora, es decir, cambian cada hora en la medida que la demanda va cambiando. Puede corresponder al costo variable de la central térmica más eficiente que se encuentra operando con capacidad disponible ó al costo asociado a la generación de un embalse (valor del agua).

1.3.1.2.- Modelo Nash-Cournot

El modelo Nash-Cournot asume que la variable estratégica administrada por los agentes es la cantidad de energía, de manera que el primer agente estratégico oferta una cantidad bajo el supuesto que la producción de los otros agentes es conocida. La cantidad obtenida por la simulación es aquella que maximiza las ganancias del primer agente estratégico. Una vez obtenido este resultado se repite el proceso para cada una de las firmas con capacidad de alterar el precio del mercado. Como resultado de estas simulaciones las ofertas de cada agente son corregidas en cada iteración. El equilibrio de Nash se produce cuando cada uno de los agentes estratégicos tiene una producción que maximiza sus ganancias. De esa manera

ningún productor aumentaría sus ganancias modificando su producción unilateralmente¹¹.

1.3.1.3.- Contratos

Los contratos son acuerdos a largo plazo de las condiciones de venta sobre transacciones de cantidades físicas de energía entre generadores y comercializadores. Los agentes fijan el precio de acuerdo con el comportamiento de los mismos en el mercado y las expectativas creadas. Los contratos se justifican porque reducen el riesgo de decisiones arbitrarias en el despacho. Su lógica de contratación va a depender a que sector va dirigido:

- Generadores: buscan contratos de largo plazo (más de 10 años) que financien el costo de desarrollo de nuevos proyectos.
- Distribuidores: transferir obligación de servicio a terceros, buscan de largo plazo.
- Consumidores: suministro de electricidad a mediano plazo (4 a 5 años) que les permita optar a nuevas oportunidades de mercado.

1.3.1.4.- Energía y Potencia

El costo marginal de la energía da cuenta de los costos variables de operación en que se incurren en el abastecimiento de electricidad. La potencia da cuenta de los costos de incrementar la capacidad del sistema eléctrico en aquellas horas en las que más se

¹¹ Atienza, Paulo (2001). *Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile*. Págs. 72-73.

requiere, es decir, en las horas de mayor demanda (Horas de Punta u Horas Pico). La Potencia de Punta corresponde a la máxima exigencia al sistema y éste debe contar con capacidad instalada suficiente para suministrarla en esos momentos, aun cuando no se utilice en forma permanente. El precio al cual se valorizan los aportes de potencia firme se define como el costo marginal de incrementar la capacidad del sistema para satisfacer la demanda anual o de punta. Actualmente se considera igual al costo de inversión de una turbina a gas, con rápida respuesta a fallas inesperadas.

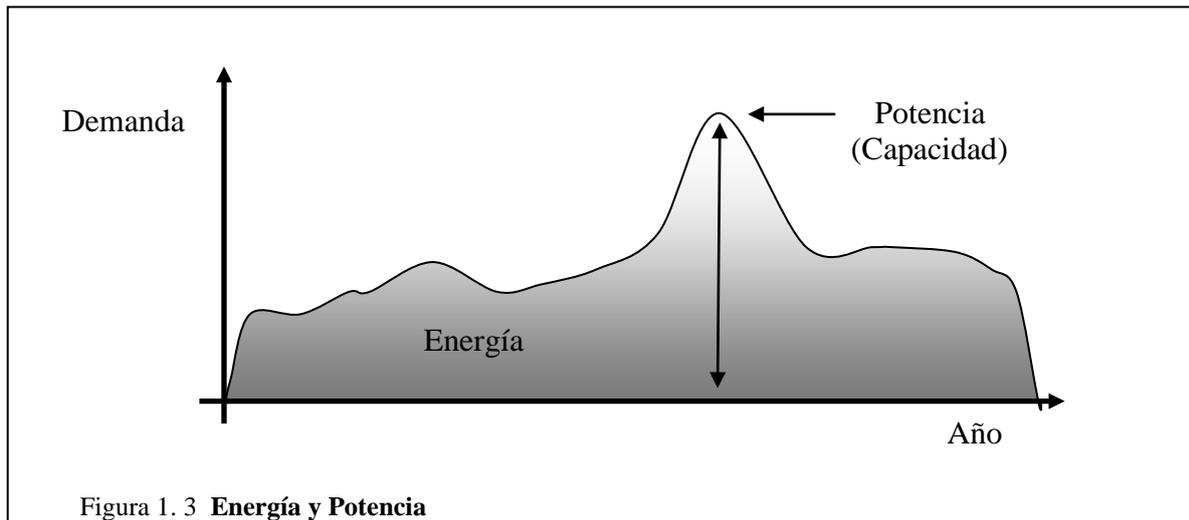


Figura 1.3 Energía y Potencia

1.3.1.5.- Servicios Auxiliares o Complementarios

Las externalidades que produce un consumidor o un productor en la red también se reflejan en la calidad (frecuencia, voltaje, estabilidad) de la electricidad y en consecuencia, el equilibrio de la oferta y la demanda debe darse para un cierto estándar de calidad para lo cual son cruciales los servicios auxiliares que prestan los generadores y que garantizan que se cumplan los estándares de seguridad y calidad

predefinidos del suministro. Los esquemas de precio que se puede encontrar para este servicio, son los siguientes:

- Los agentes están obligados a adquirirlo;
- Precios regulados según costos reconocidos (despacho según costos);
- Mercado libre de oferta.

1.3.2.- Precios en Mercados Regulados

1.3.2.1.- Generación

1.3.2.1.1.- Precio Nudo

Es un precio regulado que representa el promedio ponderado de los costos marginales esperados de generación en un horizonte de 10 años, dado un plan de obras de expansión y una serie de hidrologías.

1.3.2.2.- Transmisión

1.3.2.2.1.- Acceso abierto a la transmisión

La remuneración de las empresas de transmisión está asociada al reconocimiento de sus costos, mas una rentabilidad previamente establecida por el regulador. Para los usuarios de la red de transmisión los precios se pueden fijar de distintas maneras, ya sea por: pago por usuario (generadores, distribuidores, grandes usuarios), por uso de la red o por peaje.

1.3.2.3.- Distribución

1.3.2.3.1.- Price Cap

Es un mecanismo regulatorio, muy fácil desde el punto de vista administrativo, que constituye un sistema de incentivos capaz de lograr eficiencia por parte de la firma. Se caracteriza por fijar un precio máximo que puede cobrar las empresas para un determinado bien o servicio que pertenezca a la cesta básica (generalmente). Estos índices de precios son ajustados periódicamente por un factor exógeno preanunciado.

1.3.2.3.2.- Peajes de Distribución

Los Peajes de Distribución son asignaciones de costos proporcionales a la utilización física de la red. Es un modelo muy simple de aplicar y además permite recuperar el total de los costos, pero no se establece diferencia de costo de oportunidad de abastecer distintos tipos de clientes.

Los distintos modelos de fijación de precio que hemos señalado, nos ha brindado una referencia de los distintos casos que se pueden presentar dependiendo de ciertas condiciones. Algunos esquemas de precios antes mencionados, serán nuevamente analizados a propósito de plantear una propuesta de diseño para el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica para Venezuela.

CAPÍTULO 2: LA BOLSA DE ENERGÍA

En este capítulo describiremos un modelo organizacional de Bolsa de Energía considerando aspectos como su funcionamiento, operación, responsabilidad, atribuciones, relación con el operador del sistema y otros tópicos relevantes para este tipo de estructuras.

2.1.- ORGANIZACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS MAYORISTAS¹²

En mercados eléctricos es posible encontrar diversas formas de organizar los intercambios físicos y comerciales entre los agentes, pero las funciones y necesidades que presentan estos mercados son esencialmente las mismas.

Estas funciones se pueden resumir en tres procesos:

- a.- La Operación Física
- b.- La Operación Económica
- c.- La Operación Comercial

2.1.1.- Operación Física

En la operación física es necesario tomar en cuenta una serie de condicionantes que caracterizan al mercado eléctrico y que los agentes deberán compartir para hacer factible la operación. Dichas restricciones son:

- a.- La imposibilidad o excesivo costo del almacenamiento;

¹² **Atienza, Paulo (2001).** *Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile.* Págs. 3-17

- b.- La necesidad de mantener el equilibrio permanente entre la generación y la demanda;
- c.- Estabilidad y confiabilidad del sistema;
- d.- Dependencia de la hidrología, en el caso de los sistemas hidroeléctricos.

Es necesario que los agentes se coordinen, en cuanto a la estabilidad y confiabilidad del sistema, para hacer factible la operación.

La entidad responsable de la operación física tendrá tres variables de decisión que deben ser administradas para asegurar el funcionamiento del sistema¹³:

- a.- Energía: despacho de unidades llamadas a generar según las características de la demanda.
- b.- Transmisión: administración de las redes de transmisión.
- c.- Servicios Auxiliares: Administración de reservas en generación y transmisión que permita enfrentar contingencias, asegurando la estabilidad y confiabilidad del sistema.

2.1.2.- Operación Económica

La operación económica tiene por objetivo minimizar el costo total del sistema desde el punto de vista social. Este proceso puede organizarse de dos maneras, dependiendo de la organización que tenga el mercado:

¹³ **Chao, Hung-Po – Wilson, Robert (1999).** *Design of Wholesale Electricity Markets*. Electric Research Institute.

- a.- Centralizada: el mercado debe organizarse en torno a un ente con poder discrecional sobre los agentes que, velando por el interés global de los actores, busca optimizar centralizadamente la operación del sistema.
- b.- Descentralizada: responde al modelo de organización donde son los agentes quienes, bajo determinadas consideraciones, toman sus propias decisiones en lo que respecta al despacho de las unidades sin la intervención directa de un organismo superior.

Esta operación debe cubrir las necesidades de los agentes en términos de transparencia en los procedimientos, toma de decisiones y disponibilidad de información, para poder sentar las bases de un correcto funcionamiento del mercado.

Cabe destacar que esta operación cierra variables del tipo estratégico, como son las señales que se entregan al mercado, así como el uso eficiente de recursos, en especial en el caso de sistemas predominantemente hidrotérmicos, donde los recursos hídricos y su acumulación en embalses, agregan una variable intertemporal a la operación económica¹⁴.

2.1.3.- Operación Comercial

Como consecuencia de la operación económica y de los procesos de desregulación que han generado la creación de competencia dentro del sector, surge la necesidad de crear y administrar mecanismos que permitan regular los intercambios comerciales entre los agentes del mercado.

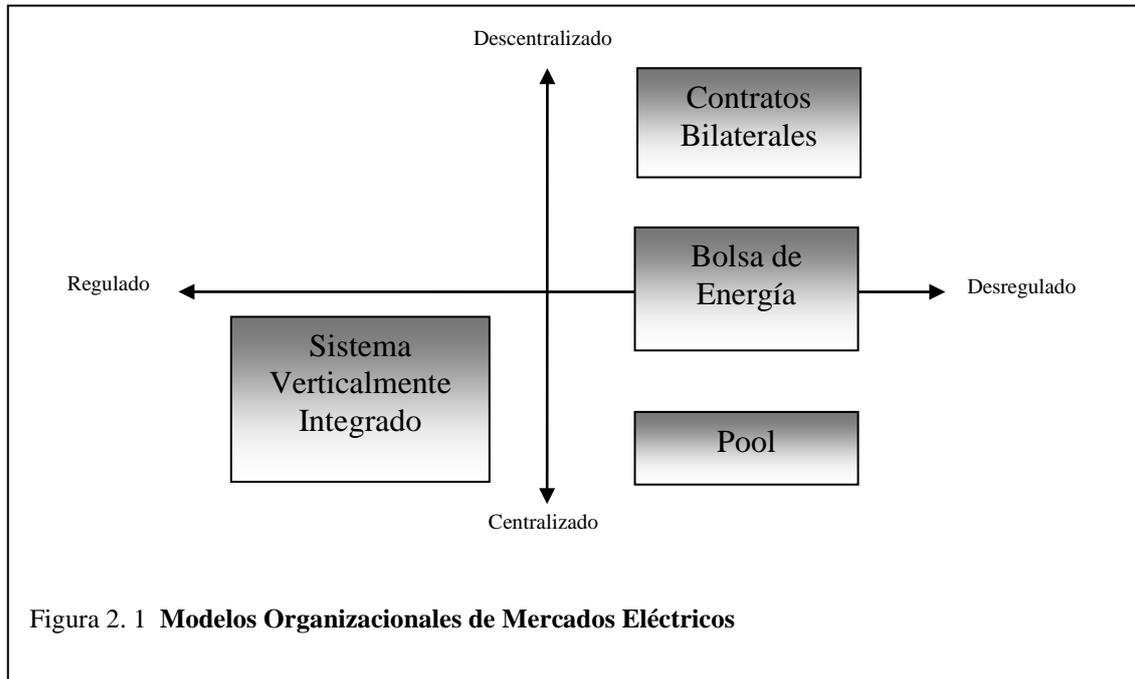
¹⁴ **Pereira, M. – Campodónico, N. – Kelman, R. (1998).** *Hydro Scheduling based on Stochastic Models*. Proceedings of EPSON, 98.

Usualmente se delega la responsabilidad de administrar al sistema, a una entidad autónoma llamada Operador del Sistema, que dependiendo de la organización del mercado puede asumir funciones adicionales. En sistemas altamente centralizados el Operador Independiente del Sistema (OIS) realiza la operación de despacho y administra la transmisión, en cambio en el caso de los mercados menos centralizados estas funciones tienden a separarse, asumiendo el OIS sólo la función de transmisión, y el despacho de unidades , se realiza por medio de mercados de energía.

2.1.4.- Modelos de Organización

Con la motivación de obtener sistemas que operen en forma estable, confiable y a un mínimo costo, los modelos de organización de los mercados mayoristas de electricidad varían sustancialmente caso a caso, dependiendo fundamentalmente de dos factores: si el mercado está desregulado o no, o si el despacho es centralizado o descentralizado.

En la figura 2.1 se presenta las alternativas de organización que se pueden encontrar dependiendo de las características de los mercados:



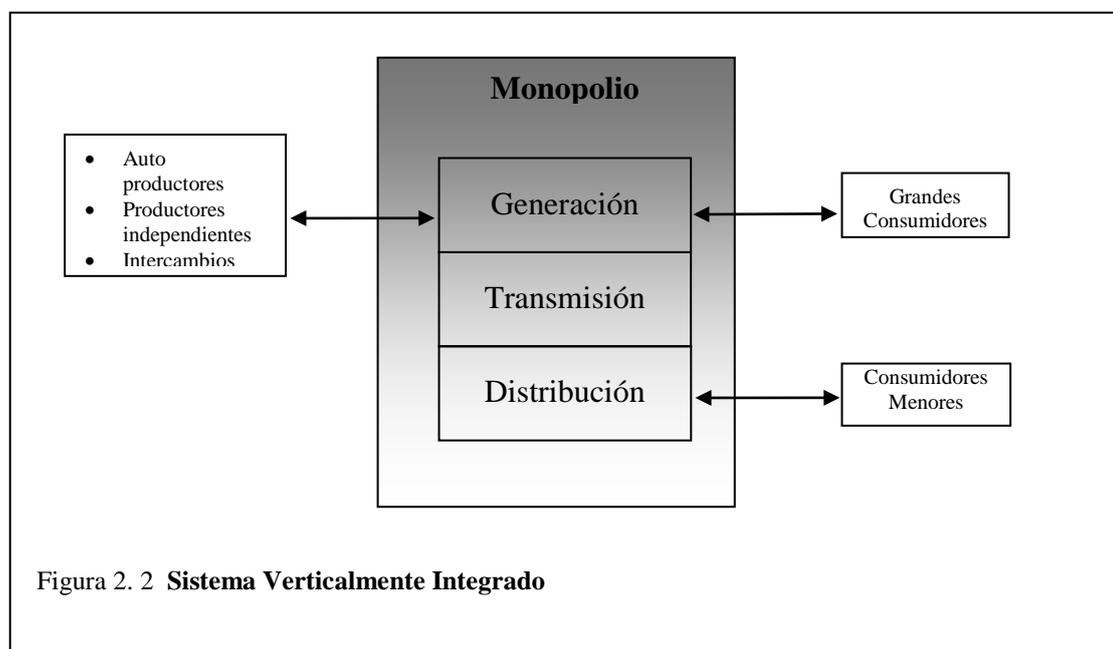
Cabe destacar que esta forma de organización y operación no son mutuamente excluyentes. De acuerdo a las experiencias alrededor del mundo se observa la creación de mercados que presentan una combinación de modelos, aprovechando las ventajas de cada uno de éstos, y tienden a estar fuertemente influenciados por el punto de partida del proceso de desregulación, por las condiciones vigentes y las exigencias a las que debe responder el sistema. Un pool es un mercado para transacciones físicas, haciéndolo apropiado e incluso necesario para operación en tiempo real. Por otro lado las Bolsas de Energía (BBEE) y contratos bilaterales son esencialmente mercados de forward.

2.1.4.1.- Modelo Verticalmente Integrado

Tradicionalmente los sistemas eléctricos han sido administrados por monopolios que han estado a cargo de la generación, administración y distribución de energía

eléctrica. El sistema eléctrico en sus orígenes era pequeño, con tan sólo unas cuantas unidades de generación que eran administradas centralmente. Con el tiempo estos sistemas crecieron y se interconectaron con otros, aún cuando las firmas poseían un monopolio en su zona de influencia.

En la figura 2.2 se presenta un diagrama que representa el modelo verticalmente integrado:



Este modelo fue ampliamente aceptado hasta fines de los años 70, cuando economías de escala en generación restringían la posibilidad de competencia en el sector. Actualmente se piensa que la razón que retardó este cambio no fueron las economías de escala, sino lo difícil que resultaba cuantificar las interacciones en la red¹⁵.

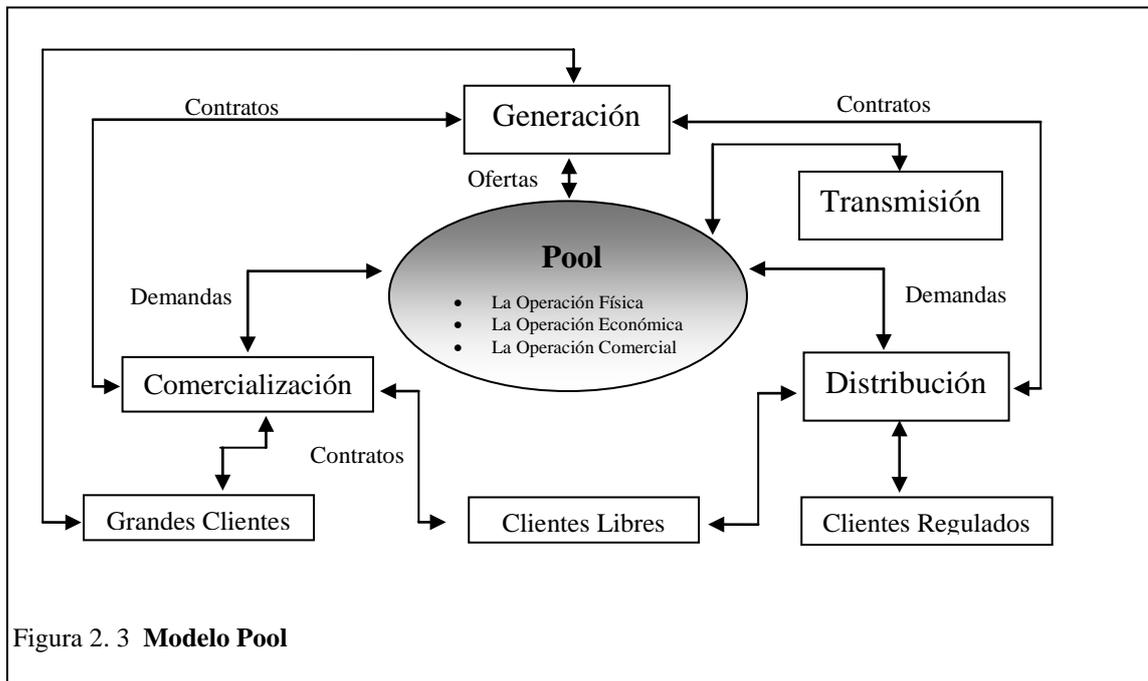
¹⁵ Ruff, Larry E. (1999). Competitive Markets: Why are They Working and How to Improve Them.

En la actualidad todavía es posible encontrar ejemplos de este modelo, en particular en aquellos países en que el mercado eléctrico aún no ha sido desregulado y en los sistemas aislados, donde el tamaño limitado del mercado hace no factible la creación de competencia y la rentabilidad del negocio.

2.1.4.2.- Modelo Pool

Estos modelos son una sucesión de los antiguos sistemas de empresas integradas en forma vertical, en que la interconexión dio paso a sistemas más grandes, surgiendo la necesidad de coordinar la operación del sistema. Por ello la participación de los agentes es obligatoria, y están sujetos a una fuerte inversión en lo que respecta a la programación y despacho de unidades. Los pool se caracterizan por la integración de los mercados de energía, transmisión, servicios secundarios y fundamentalmente por la optimización centralizada del despacho de unidades.

A continuación se presenta el diagrama de un mercado eléctrico organizado en forma de pool, ejemplos de esta forma organizacional se encuentran en Inglaterra/Gales, Chile, Argentina, etc.:



En los pool se decide en gran medida y con un nivel de detalle importante, todos los aspectos de la operación y el despacho de las unidades, por medio de un robusto programa computacional que incluye especificaciones operacionales como capacidad disponible, mínimo operativo, nivel de embalses, estructura de costo y pronósticos de demanda. El precio obtenido a partir de la simulación no es un precio de equilibrio del mercado producto de la intersección de la oferta y la demanda, sino que corresponde al precio sombra¹⁶ del sistema y sus restricciones.

La ventaja de los pool es el estrecho vínculo que se presenta en todos los aspectos de la operación del sistema, traduciéndose en una mayor eficiencia productiva. La desventaja de este modelo se origina en la completa centralización que hace obligatoria la participación de los agentes y en el cumplimiento de los programas de

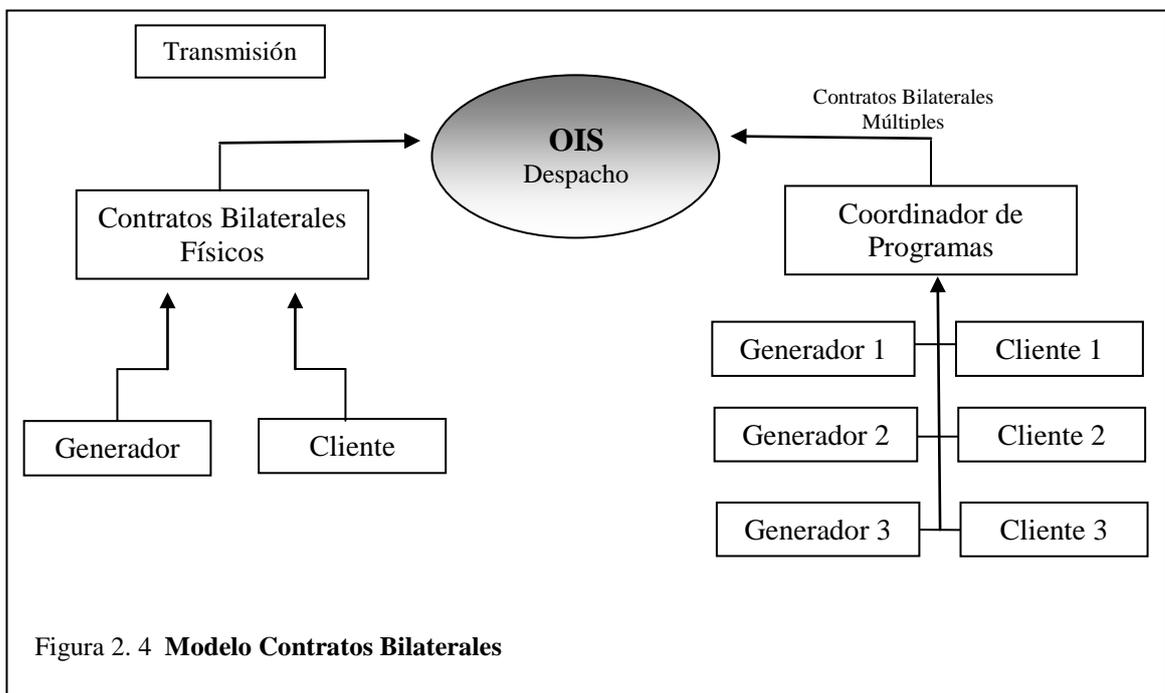
¹⁶ El Precio Sombra es aquel precio de mercado que no refleja los verdaderos costos o beneficios marginales, ya que son verdaderos precios sociales.

despacho, dando como resultado una señal que abstiene la entrada de nuevos agentes al mercado debido a la baja participación en la toma de decisiones.

2.1.4.3.- Modelo de Contratos Bilaterales Físicos

Los contratos bilaterales forman un mercado donde las transacciones se realizan directamente entre un vendedor y un comprador fijando el precio, los términos y las condiciones del contrato. Cada transacción es única, por lo que la ventaja de este sistema, es que los agentes del mercado pueden suscribir contratos que se adaptan mejor a sus necesidades de generación y consumo.

En la figura 2.4 se presenta el diagrama organizacional de los contratos bilaterales físicos:



Si bien la evidencia empírica indica que los mercados bilaterales físicos no son menos eficientes ni competitivos que las bolsas o los pool, en el caso concreto de los mercados eléctricos de contratos de comercialización de energía, da origen a una demanda derivada en los mercados de transmisión y servicios secundarios¹⁷. Los contratos bilaterales no garantizan una solución factible ni óptima para estos mercados, debido al carácter individual que existe para cada uno de los agentes. Esto significa que necesariamente debe haber un ente coordinador que valide las transacciones de manera que éstas sean compatibles con las restricciones de transmisión. Por este motivo los contratos bilaterales surgen como complementos naturales de las bolsas de energía y de los pool.

La naturaleza y condiciones que pueden adoptar los contratos bilaterales son variables y se suelen dividir en dos grandes categorías:

- a.- Los Contratos Físicos: son contratos para asegurar el abastecimiento y/o colocación física de la energía en el mercado, especificando las unidades comprometidas, según las condiciones que ambas partes estimen convenientes;
- b.- Los Financieros: tienen por objetivo protegerse de las fluctuaciones de los precios, sin comprometer unidades específicas, sino abriendo la posibilidad que la energía sea suministrada por un tercero.

¹⁷ **Chao, Hung-Po – Wilson, Robert (1999).** *Design of Wholesale Electricity Markets*. Electric Research Institute.

2.1.4.4.- Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema

Este modelo se caracteriza por una separación completa de la operación económica y comercial de la operación física del sistema, para ello se crean dos instituciones que son:

2.1.4.4.1.- La Bolsa de Energía (BE) o Power Exchange (PX)

Es un foro típicamente virtual, que se encarga de realizar la operación económica y comercial. En el concurren tanto generadores para ofertar su producción, como comercializadores y grandes consumidores para transar libremente la energía, estableciendo los precios de equilibrio del mercado.

2.1.4.4.2.- El Operador Independiente del Sistema (OIS)

Es una institución que tiene la responsabilidad de administrar los sistemas de transacción, determinar la generación suplementaria y los servicios auxiliares requeridos para realizar los ajustes que permitan garantizar el equilibrio entre la generación y el consumo, así como mantener la estabilidad del sistema¹⁸. También tiene la función de validar la operación de la BE, ya que estas no siempre son físicamente factibles, y debe realizar los ajustes correspondientes.

Debido a que consideramos a este último modelo de gran utilidad para nuestro diseño, lo desarrollaremos con detalles a continuación.

¹⁸ **Ruff, Larry E. (1999).** *Competitive Markets: Why are They Working and How to Improve Them.*

2.2.- MODELO BOLSA DE ENERGÍA – OPERADOR INDEPENDIENTE

DEL SISTEMA

La Bolsa de Energía (BE) surge como una solución intermedia entre las dos escuelas de organización de mercados mayoristas de electricidad: la organización tipo Pool y la basada en Contratos Bilaterales. Las Bolsas de Energía (BBEE) han aparecido como una alternativa que pretende llenar un espacio y a su vez aprovechar lo mejor de cada forma organizacional, aplicando una adaptación del concepto bursátil al mercado eléctrico.

Dentro de los modelos de BE se pueden destacar aquellos en donde la operación física se encuentra integrada con la economía, a través de un Operador Independiente del Sistema (OIS) que desempeña de alguna manera ambas funciones como es el caso de la mayoría de los mercados organizados en torno a un Pool. Sin embargo, aquí analizaremos aquellos mercados en donde existe una separación de las funciones realizadas por la BE y el OIS.

En la figura 2.5 se aprecia la separación de la operación económica y comercial, asumidas por la BE y la función de la operación física a cargo del OIS. Bajo esta forma de organización se permiten los contratos bilaterales fuera de la BE.

2.2.2.- Bolsa de Energía

Las BBEE tienen como función principal el desarrollo de mercados que permitan de manera eficiente realizar subastas competitivas de energía, abiertas para todos los agentes, de forma tal que satisfaga la demanda de los clientes a precios de mercado.

Las BBEE tienen una función de contraparte en cada compra y venta, por lo que suelen administrar sistemas de liquidación de las obligaciones, estableciendo garantías y procesos de conciliación para ajustar diferencias entre los operadores.

Normalmente la BE no está autorizada para realizar compras y/o ventas a título personal debido a que cuenta con mayor información privilegiada, la que puede ser usada en su propio beneficio.

Las BBEE operan bajo 5 principios básicos²⁰:

- 1.- Proveer acceso libre en términos no discriminatorios a los agentes, reforzado por una legislación que vele por el bienestar social.
- 2.- Establecer un mercado con la mayor liquidez y representatividad posible, es decir, con un importante volumen de ofertas, demandas, y transacciones a precios transparentes y relativamente estables que reflejen las condiciones del mercado.
- 3.- Determinar precios únicos por mercados, los que pueden ser usados para otros propósitos, como referencia para el pago de contratos según sus características.

²⁰ **Chao, Hung-Po – Wilson, Robert (1999).** *Design of Wholesale Electricity Markets*. Electric Research Institute.

4.- Asegurar la operación de un mercado transparente donde el poder de mercado pueda ser detectado, prevenido y mitigado.

5.- Minimizar los costos de transacción para los agentes, como las comisiones y otros cargos derivados de la operación de la bolsa.

Las principales ventajas que presentan las BBEE son la transparencia y eficiencia en la comercialización de la energía, específicamente por el carácter abierto de las subastas y los bajos costos de transacción. Desde el punto de vista del mercado, la BE es capaz de entregar una señal clara a todos los agentes, asignando el valor real a cada uno de los servicios transados.

Debido a la naturaleza de las BBEE, el precio de la energía presenta fluctuaciones diarias lo que se traduce en una alta volatilidad. Esta situación no es siempre deseada por los agentes, quienes prefieren que sus ingresos y/o egresos sean más estables y predecibles en el tiempo.

2.2.2.1.- Organización

En la figura 2.6 podemos observar la forma más básica de transacción en una BE. Sólo se incluyen operaciones elementales de compra/venta y liquidación de las obligaciones. Hay que señalar que las BBEE realizan subastas virtuales, es decir, se realizan en forma electrónica sin la presencia física de los agentes involucrados.

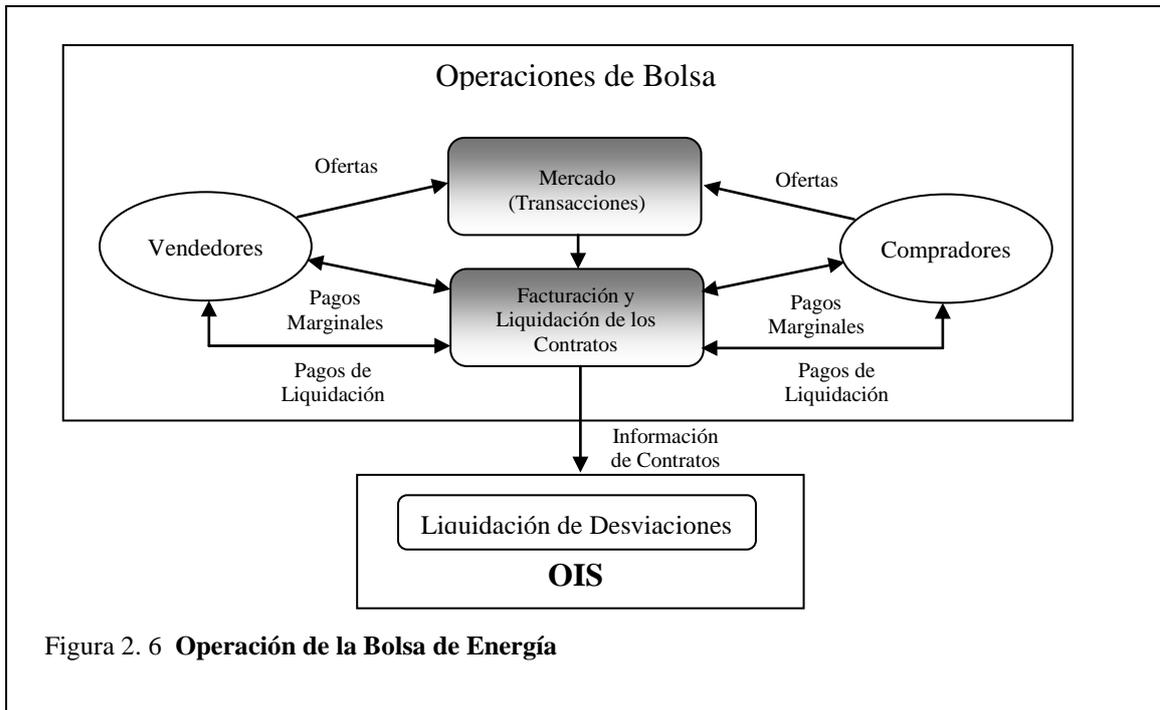


Figura 2. 6 Operación de la Bolsa de Energía

Existen dos maneras de administrar las BBEE:

- 1.- Pueden tener el carácter de entidades oficiales, sin fines de lucro, donde asumen una función de servicio público velando por la protección de los intereses de la sociedad en su conjunto.
- 2.- Otra posibilidad es que la BE sea una organización privada, desarrollando las mismas funciones que una BE oficial, pero con la premisa de maximizar sus ingresos. Ejemplos de BE con fines de lucro son: Ámsterdam (APX), Inglaterra/Gales (UKPX), países nórdicos (Nordpool), etc.

Independientemente de cómo se organice una BE, la forma de captar recurso o de financiamiento se hace por medio de comisiones derivadas de la celebración y

liquidación de los contratos y/o mediante el cobro de cuotas de membresías que deben pagar los agentes por el derecho de participar en la bolsa.

En la siguiente tabla se incluye un cuadro resumen de las bolsas de energía en el mundo²¹:

Organización	País	Función
Ámsterdam Power Exchange	Holanda	Bolsa
Automated Power Exchange (APX)	Internacional	Bolsa
ASMAE	Brasil	Bolsa
California Power Exchange	Estados Unidos	Bolsa
CAMMESA	Argentina	Bolsa/OIS
CDEC	Chile	Bolsa/OIS
EPEW	Inglaterra/Gales	Bolsa
European Energy Exchange AG	Alemania	Bolsa
Gielda Energii SA	Polonia	Bolsa
Independent Electricity Market Operator (Ontario)	Canadá	Bolsa/OIS
ISA	Colombia	Bolsa
LPX Leipzig Power	Alemania	Bolsa
M-co	Nueva Zelanda	Bolsa
NGC	Inglaterra/Gales	OIS
NEMMCO	Australia	Bolsa/OIS
Nordpool	Noruega	Bolsa
OMEL Madrid	España	Bolsa
PJM Interconnection	Estados Unidos	Bolsa/OIS
Power Pool of Alberta	Canadá	Bolsa/OIS
Transpower NZ Ltd	Nueva Zelanda	OIS
Unidad de Transacciones	El Salvador	Bolsa/OIS
UK Power Exchange	Inglaterra	Bolsa

Tabla 2. 1 **Bolsas de Energía en el Mundo**

2.3.- FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGÍA

Las BBEE en el mundo determinan un precio único de transacción por tipo de mercado y para cada uno de los períodos de tiempo en el que se transa el producto.

La unidad transada corresponde usualmente a bloques de energía de una hora. En un

²¹ <http://www.theapex.org>. *Página Web de la Asociación de Bolsas de Energía*. Association of Power Exchanges.

sistema de varios mercados el precio de la energía es aplicado uniformemente para todas las transacciones del mercado en cuestión.

Sin embargo, existen otros factores que pueden ser agregados al precio determinado en bolsa, como por ejemplo:

- a.- Cargo por capacidad
- b.- Cargos por acceso y uso de las redes de transmisión
- c.- Cargo por pérdida en la transmisión
- d.- Servicios auxiliares

Aunque el principio de operación es esencialmente el mismo, igualando la oferta con la demanda agregada se obtiene el Precio de Equilibrio de Mercado.

2.3.1.- Operación Bajo el Principio de Precio de Equilibrio de Mercado (PEM)

A partir de las ofertas diarias suministradas por los generadores, la BE construye una lista de méritos ordenando los precios ofertados de menor a mayor, hasta que ésta intercepte la curva de demanda agregada, encontrado el PEM o el precio que iguala la oferta con la demanda. Luego este es el precio al que se transa la totalidad de la energía durante esa unidad de tiempo.

Las liquidaciones de los contratos se basan en el PEM de cada mercado, por lo que las transacciones derivadas de ajustes o desviaciones del programa original son comercializadas en mercados distintos y con su PEM respectivo. A simple vista el

proceso de equilibrio de mercado en una BE parece simple, ya que no se requiere de un sistema de optimización, sin embargo el proceso es algo mas complicado.

2.3.2.- Consideraciones del Modelo

En el mercado diario, el precio de equilibrio de cada hora es determinado en forma independiente de las demás, sin tomar en cuenta las restricciones intertemporales del sistema. Los costos de partida y las curvas de carga deben estar determinados e internalizados en la oferta de cada generador. Algo similar ocurre con las restricciones espaciales, ya que tampoco se considera el caso en que determinadas unidades deben inyectar energía para mantener la estabilidad del sistema.

Las restricciones de transmisión son omitidas en el proceso de anulación realizado en la BE. La congestión se alivia por medio de un mercado distinto que maneja ofertas de ajustes operado por la BE según las observaciones del OIS. En el caso del Nordpool se usan las ofertas originales en la BE como obligatorias en los ajustes que realiza el OIS, mientras que en California se permiten ofertas separadas para cada ítem. El OIS incorpora el costo de administrar la congestión intrazonal en tiempo real a través de las ofertas de ajustes y estableciendo precios diferenciados.

Otro aspecto ignorado en el despacho inicial es el de servicios auxiliares. Por este motivo el OIS debe operar un mercado distinto donde se transa este tipo de servicios, dando la posibilidad de auto proveerse, por medio de contratos que aseguren el despacho de plantas que resulten críticas para la estabilidad del sistema.

2.3.3.- Formatos de las Ofertas

Si bien la forma mas sencilla que puede tener una oferta es solamente un precio y una cantidad de potencia disponible, al revisar los diseños alrededor del mundo se encuentran variaciones que de alguna forma intentan internalizar los efectos de las restricciones anteriormente descritas.

Tal es el caso de la BE en España, donde el formato de oferta permite a los generadores térmicos establecer un ingreso mínimo que les permitiera cubrir los costos de partida y detención de las unidades en caso de ser despachados. Por lo que sus plantas no serán despachadas mientras el ingreso total del generador no alcance el mínimo establecido, independiente del precio ofertado.

En el diseño original del mercado diario en la BE de California, durante el proceso de anulación se permitían ofertas en rondas sucesivas, de modo que los generadores con unidades térmicas puedan seguir la evolución de los precios hora a hora para determinar si los ingresos potenciales cubrían los costos de partida y detención.

Otra variante que se presenta es ofertar la energía como portafolio, es decir, cada generador especifica su precio y capacidad disponible sin especificar cuales serán las unidades llamadas a producir, siendo responsabilidad del generador programar sus plantas en caso de ser despachado, previa autorización del OIS.

En las BBEE que operan como pool, como el caso de Inglaterra/Gales, las ofertas que envían los generadores deben suministrar información adicional al programa de optimización, que es quien en definitiva determina el despacho óptimo. Por lo

general la información requerida incluye costo de partida, pendientes de carga, tiempo mínimo de generación, etc.

2.4.- SEPARACIÓN DE FUNCIONES ENTRE LA BE-OIS

Desde el punto de vista técnico se reconoce a la coordinación de la operación física del sistema en tiempo real, como un proceso esencial, que se debe basar en métodos de control y protocolos de decisión que no siempre se ajustan a las decisiones del mercado. Por otro lado se está en presencia del aspecto económico y comercial, que dadas las características de *commodity* de la electricidad, requiere un mercado que posibilite acuerdos comerciales y financieros entre las partes involucradas.

Tomando en cuenta estos dos elementos, el diseño del mercado bajo el modelo BE-OIS responde a la necesidad de separar las funciones en el mercado de manera de estimular la competencia en el caso de las funciones que están bajo la protección de la BE por medio de mercados líquidos, robustos y representativos, dejando al OIS la operación física del sistema, donde las decisiones de funcionamiento del sistema no siempre se ajustan a la lógica y equilibrios del mercado.

Cabe mencionar, que si bien en el modelo BE-OIS la comercialización a corto, mediano y largo plazo y los procesos físicos ajenos al mercado están separados, en algún momento antes de la operación física los acuerdos deben ser sometidos a la aprobación del OIS, de manera que éste por medio de procesos de coordinación externos al mercado, pueda validar las operaciones, o en su defecto, corregirlas

cuando las restricciones de transmisión o eventos ocurridos con posterioridad al cierre de los mercados así lo ameriten²².

Es importante insistir que el OIS debe siempre actuar según los criterios que reglamentan la operación física del sistema, ya que si los ajustes y observaciones que realiza este organismo se efectúan según la lógica y la eficiencia del mercado, se corre el riesgo que los agentes comiencen a usar los mercados que operan bajo la tutela del OIS para realizar sus operaciones, debido a su mayor proximidad al despacho. Esto significaría que el OIS haría abandono de su función primordial, poniendo en riesgo el funcionamiento del sistema y borrando la separación entre la operación física y la económica, condición fundamental del modelo BE-OIS.

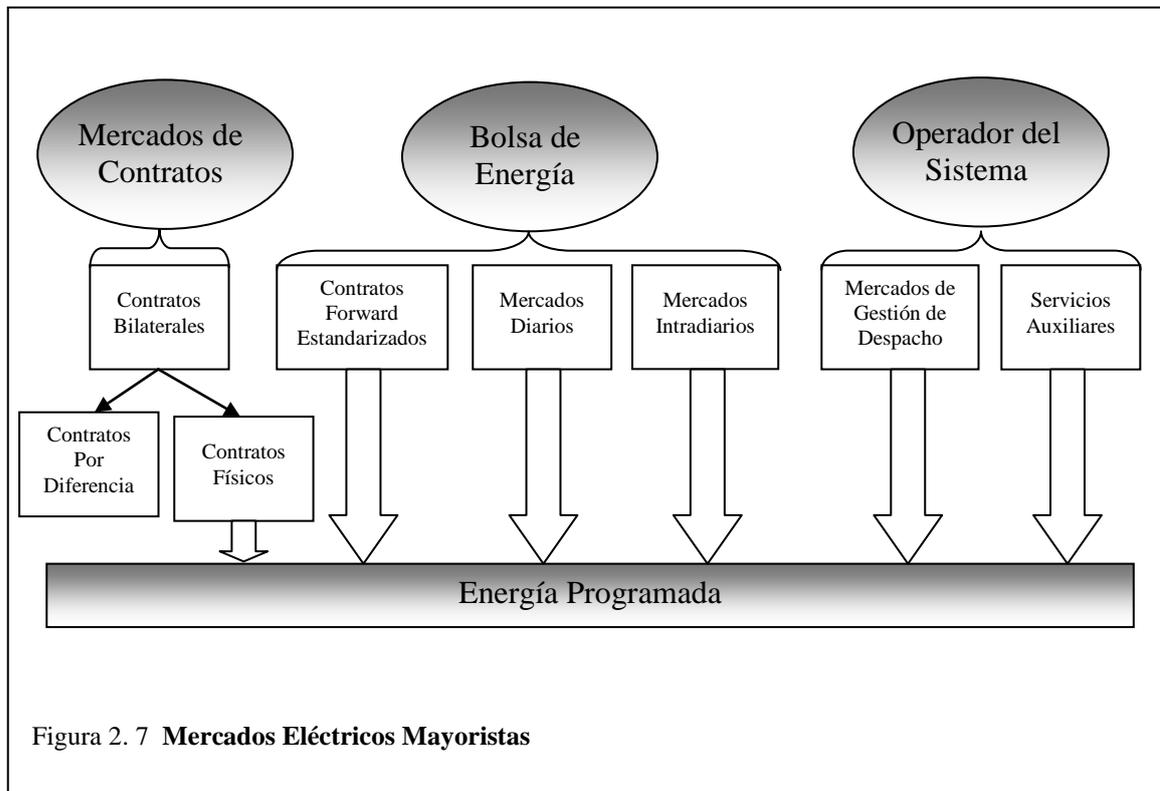
2.5.- MERCADOS OPERADOS POR LAS BBEE

Dadas las características del mercado eléctrico, es posible encontrar mercados paralelos para la comercialización de energía, que pueden ser físicos y financieros, como lo son los contratos bilaterales, los forward, futuros, opciones y mercados spot (diario e intradiario), mercados en tiempo real o de ajuste y de servicios auxiliares. Estos mercados convergen en forma de cascada, o en mercados sucesivos a medida que la operación se acerca al despacho real. Una particularidad es que cada mercado tiende a ser residual del que lo antecede.

En la figura 2.7 se aprecia la interacción que se produce entre los contratos bilaterales, administrados en forma privada, los mercados forward estandarizados a

²² **Ruff, Larry E. (1999).** *Competitive Markets: Why are They Working and How to Improve Them.*

mediano y corto plazo, a cargo de la BE y los mercados en tiempo real bajo la responsabilidad del OIS.



Al parecer se puede encontrar una separación natural entre los mercados según el espacio de tiempo en que ocurran antes del despacho físico. Debido a que en los mercados de largo plazo la cantidad de transacciones es escasa y esporádica, estas pueden ser organizadas y realizadas en forma privada o por medio de corredores que faciliten la comercialización a través de contratos bilaterales. En el caso de los mercados forward a corto plazo el volumen de contratos y energía transada, es motivo más que suficiente para organizar una BE que administre contratos estándar a precios uniformes. En el caso de los mercados en tiempo real, estos son mejor

administrados en forma centralizada por el OIS dada la proximidad al despacho y las características de los mercados administrados.

Como se señaló anteriormente, los mercados operados por las BE son esencialmente financieros y donde la estandarización de los contratos, es requisito primordial para facilitar los intercambios a precios y cantidades comparables.

Los mercados de energía administrados por una BE varían caso a caso, dependiendo del grado de desarrollo del mercado, sin embargo hay tres mercados que se destacan en forma recurrente:

2.5.1.- Mercado Intradía

Este mercado contempla las entregas de bloques de energía que deben realizarse durante el mismo día. Se considera que este mercado está llamado a ser un mercado de ajuste de las transacciones derivadas del mercado diario. Usualmente este mercado cierra por lo menos un par de horas antes de la operación real.

2.5.2.- Mercado Diario

El período de entrega de este mercado abarca cada una las 24 horas del día siguiente al cierre del mercado, es decir, la energía comercializada hoy deberá ser entregada mañana. El proceso de igualación entre la oferta y la demanda se realiza por medio del principio de precio de equilibrio de mercado, igualando la oferta con la demanda agregada.

2.5.3.- Contrato de Bloques de Energía Forward²³

A medida que las BBEE han ido evolucionando, la creación de contratos de bloques de energía forward surge como respuesta a las necesidades de los agentes que buscan instrumentos financieros para protegerse de la volatilidad de los precios spot. La implementación de los contratos forward, busca entregar una mayor profundidad y representatividad de mercado a las operaciones de bolsa.

Este tipo de instrumentos financieros responde a la comercialización de contratos de energía estandarizados. Están relacionados con compromisos físicos de entrega ya sea en el mercado diario o en los contratos bilaterales y están basados en unidades de tiempo de un mes calendario y la cantidad a entregar para las horas de alta demanda.

Los contratos de Bloques Forward tienen características comunes con los contratos bilaterales, pero la gran diferencia radica en que al ser transado en bolsa posee todas las ventajas de este tipo de comercialización como la transparencia, eficiencia, liquidez, etc., además de reducir el riesgo inherente a los contratos privados.

En California los bloques forward son liquidados al precio promedio del mercado diario, por lo que este tipo de contratos es una herramienta útil para protegerse de la volatilidad del precio. La separación en la comercialización de los forward permite a los agentes programar libremente sus despachos y consumos considerando sus costos marginal y de oportunidad, o bien hacer del mercado de contratos bilaterales.

²³ Aquí se analiza el caso de California, el que puede ser extrapolado a otros mercados con pequeñas variaciones.

2.5.4.- Mercados en Tiempo Real y Servicios Auxiliares

En el caso de estos mercados, que están estrechamente ligados a la operación física, la labor de la BE se encuentra restringida a la recepción de ofertas por parte de los generadores para suministrar estos servicios y su respectiva derivación al OIS. En definitiva es este organismo, el OIS, el llamado a incorporar aquellas unidades que estime necesarias para el correcto funcionamiento del sistema.

La forma que tiene el OIS para proveerse de estos servicios puede adoptar las mismas formas que los mercados de energía, es decir, mediante contratos bilaterales, a través de un pool, o por medio de intercambios organizados en forma de bolsa.

2.6.- COMPROMISOS EN LA BOLSA DE ENERGÍA

Existen dos aspectos relevantes en los compromisos que se asumen en las transacciones derivadas de la bolsa: cuando se cierran los acuerdos y a que precio son liquidados.

Basándose en principios económicos, se tiende a pensar que el único precio relevante para obtener la eficiencia es el precio spot en tiempo real y por esa razón las obligaciones debiesen liquidarse a ese precio. Esto implica que contratos forward suscritos con anterioridad no son compromisos financieros a pesar del precio nominal de la transacción.

En ese sentido el diseño de liquidaciones múltiples, como California, España y los países nórdicos, parece contradecir lo anteriormente expuesto, ya que en términos de las liquidaciones se da la situación que a un MWh de energía se le pueden asignar

uno de varios precios. En los mercados de energía de la bolsa hay un precio que es usado para las liquidaciones en el mercado diario, otro precio para el mercado intradiario, y un tercer precio producto del valor spot en tiempo real que se aplica a los servicios secundarios y los ajustes de energía requeridos por el OIS. Sin embargo este sistema de precios múltiples tiene la ventaja de incentivar a que cada agente oferte seriamente en cada uno de los mercados forward, ya que la liquidación al PEM implica un compromiso financiero para las transacciones realizadas en ese mercado.

El caso de liquidaciones únicas, como en Alberta, es distinto ya que todas las liquidaciones se basan en el precio spot final, calculado ex – post. Esto genera un problema de incentivos en los mercados forward a corto plazo, ya que al no cerrarse obligaciones de carácter financiero en esos mercados, los agentes prefieren retardar la fijación de sus compromisos lo más cerca posible del cierre del mercado que efectivamente determina el precio al cual se liquidan las obligaciones, en orden de reducir la incertidumbre, de manera que cada generador pueda tomar sus decisiones basado en los patrones de evolución de los precios. En resumen, se establece una suerte de mercado con rondas sucesivas, donde la función de los mercados que preceden a la ronda final es más que nada una señal de cómo se distribuye la generación en relación a la demanda para determinados PEM.

2.7.- PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y CONCILIACIÓN

Una diferencia sustancial que se aprecia en los mercados eléctricos es la forma en que se realizan las liquidaciones. Se puede pensar que el proceso de conciliación incluye sólo consideraciones básicas como medición, contabilidad, facturación y

pago. En realidad el proceso de liquidación financiera involucra consideraciones más complejas como lo es el tema de incentivos y comportamiento estratégico de los agentes e instituciones reguladoras.

La forma más simple de liquidación es aquella que sólo considera un solo precio. Esta es la situación de Alberta, Australia, Nueva Inglaterra, entre otros. Este proceso se basa en la valoración de la energía en forma ex – post. Aquí el precio de la energía transada es determinado en el momento del despacho real y no cuando la energía es transada. De esa manera tanto las transacciones en el mercado diario e intradiario son liquidadas a un precio spot. En el caso de Nueva Inglaterra se calcula el costo marginal del sistema en intervalos de 5 minutos, para ello se realiza un software de optimización lineal que entrega un plan de despacho óptimo para las próximas 24 horas, y el precio obtenido es el precio sombra del balance de energía restringido para los 5 minutos. El proceso de optimización depende de las proyecciones de demanda y las ofertas de los generadores, las restricciones de transmisión y las curvas de carga de las plantas.

En el otro extremo se encuentran los sistemas de liquidaciones múltiples. En el caso de California, la bolsa salda las obligaciones contraídas en cada mercado al precio de equilibrio del mercado respectivo, convirtiéndolo en una obligación financiera. Paralelamente el OIS aplica su propia fijación de precios en cada uno de los mercados que opera. Este tipo de diseño requiere el uso de software más avanzado ya que varios precios pueden ser aplicados a un MWh. Se detectan varias razones por las cuales resulta conveniente utilizar el proceso de liquidaciones múltiples, por

ejemplo las consideraciones de restricciones intertemporales, los incentivos para transar en mercados forward, las especulaciones, etc.

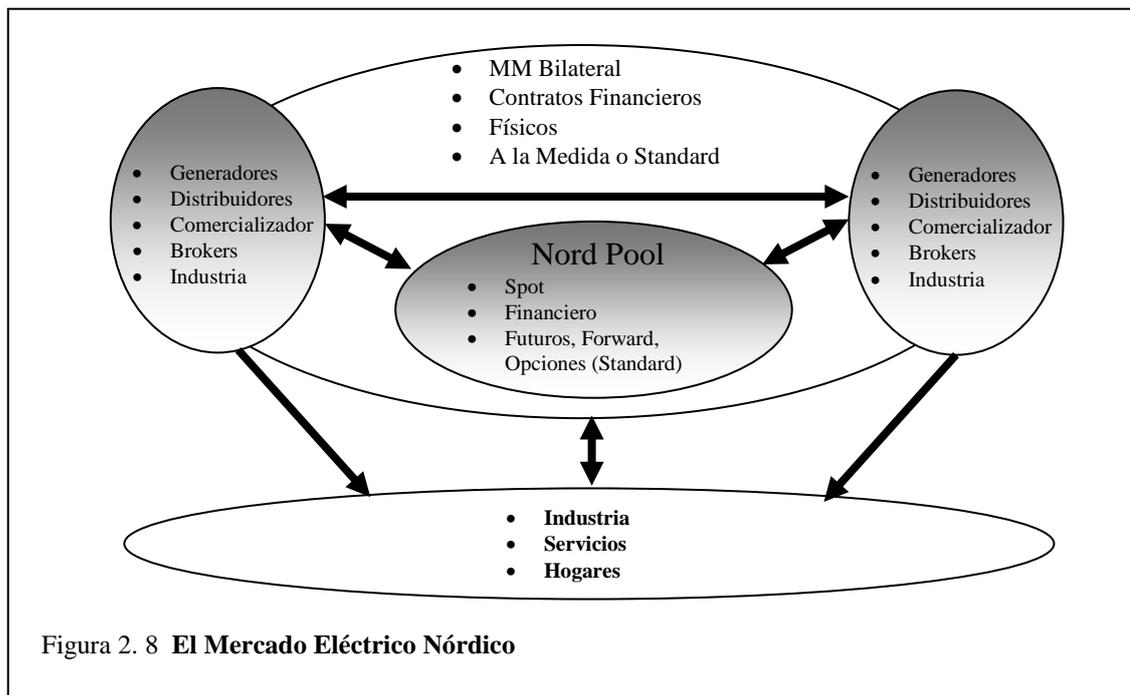
2.8.- RELACIÓN BOLSA DE ENERGÍA CON CONTRATOS BILATERALES

Las BBEE y los contratos bilaterales (o fuera de bolsa) surgen como dos complementadores naturales, dadas las características de los mercados que manejan. Mientras la BE maneja mercados spot o forward a corto plazo, los contratos bilaterales se extienden por periodos más extensos, por lo que normalmente en los mercados que existe una BE, los contratos bilaterales son permitidos ya que se establece una suerte de complementariedad entre ambos.

Corresponde destacar que la naturaleza de estos contratos es variada, ya que en algunos se especifica el precio de la transacción y en otros simplemente, se espera el precio spot para determinar el valor de la energía, incluso en determinados casos los contratos pueden ser liquidados en bolsa.

A continuación se presenta el diagrama nórdico²⁴, que es ejemplo clásico de un mercado dominado por los contratos bilaterales y con la participación de una BE.

²⁴ Millán, Jaime (1999). *La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina*.



En la figura 2.8 se aprecia que la BE o NordPool es parte del mercado mayorista y que los agentes pueden firmar contratos tanto dentro como fuera de bolsa añadiendo una mayor flexibilidad y competencia dentro del sector.

En la mayoría de los casos donde se presenta esta suerte de coexistencia, se produce la situación que los contratos bilaterales tienen una importancia mucho mayor en términos de montos y cantidad de energía transada, que la comercializada en bolsa, producto de los beneficios que este tipo de contratos conlleva. Por ejemplo, la suscripción de estos acuerdos permite a las partes resguardarse de las fluctuaciones del precio spot en bolsa.

Desde el punto de vista social la presencia de contratos bilaterales tiene un impacto positivo disminuyendo el poder de mercado de las compañías generadoras, los precios y aumentando la cantidad producida y el bienestar social.

**CAPÍTULO 3: MODELOS EXISTENTES EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL**

Para poder diseñar un mercado mayorista de energía eléctrica, es necesario recurrir a las experiencias internacionales tanto en su implementación como en su evolución y, de esta forma, poder construir una base para nuestro modelo que minimice los posibles inconvenientes.

3.1.- CHILE²⁵

Muchos tienen la idea de que fueron los ingleses los primeros en considerar un mecanismo de competencia del sistema eléctrico, ignorando que cuando estos entraron en operación en 1990, los chilenos tenían más de una década en funcionamiento. Estos dos países fueron los pioneros de la primera generación de bolsas de energía.

Hasta 1970 esta industria ha sido operada por el sector privado (nacional y extranjero). Sin embargo, desde 1940, puede verificarse una creciente participación del Estado, tanto en su regulación como en su operación, mediante el fomento de centrales de generación y de distribución de energía eléctrica.

Con todo, es en el período de 1970 a 1973 cuando se da la casi completa estatificación del sector (el 90% de la generación, el 100% de la transmisión y el 80% de la distribución), mediante la actuación de la Empresa Nacional de Energía

²⁵ *Ecenerereformas*

Eléctrica S. A. (Endesa) y de la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra), respectivamente, poniendo más énfasis en la generación y distribución²⁶.

Hasta 1978, le tocaba a la Endesa la regulación del sector eléctrico chileno conjuntamente con la Dirección de Electricidad, órgano fiscalizador, y el Ministerio de Economía, al cual cabía la aprobación de las tarifas determinadas en el sector.

El poder ejecutivo chileno incrementó la reforma sectorial con base en las señales de los organismos multilaterales de crédito: apertura total de las redes de transmisión y privatización de los activos, con miras a los siguientes objetivos:

- * saneamiento y modernización sectorial;
- * garantía de la estabilidad de los precios;
- * introducción de eficiencia macroeconómica (con el fin del monopolio estatal y establecimiento de competición) y macroeconómica con la gestión privada de las empresas.

En 1982 se editó el Decreto con fuerza de Ley N° 1, correspondiente a la “Nueva Ley del Sector Eléctrico”. En ese nuevo estatuto se establecieron reglas sobre la producción, el transporte, la distribución, el régimen de las concesiones y de las tarifas, además de otras modificaciones en el sector como, por ejemplo, la segmentación sectorial, la apertura a las inversiones privadas y la competencia en la actividad de generación.

²⁶ En la década de los 30 se creó Chilectra, como una empresa privada y, en 1970, ha sido estatificada durante el gobierno de la *Unidad Popular* que la entregó a la cura de la Corfo. Se creó en 1994 la Endesa como una empresa estatal cuyo objetivo era ampliar el abastecimiento eléctrico.

Con un sistema predominantemente hidráulico y un embalse regulado, se permitía calcular con relativa confianza el costo del agua embalsada y, por ende establecer los precios a corto plazo que permitían intercambios eficientes entre generadores de energía. El sistema adoptado para la operación del mercado fue limitado a los intercambios entre generadores, por lo tanto en Chile no existe un mercado spot de electricidad, ya que no se puede comprar energía de forma circunstancial, y se presenta discriminación por la exclusividad de compra - venta. Una razón para ello es que no se consideró los aspectos monopólicos en la fase de transmisión.

3.2.- INGLATERRA Y GALES²⁷

Desde 1990, la industria eléctrica de Reino Unido ha sufrido dos cambios radicales: la privatización de casi todas las empresas eléctricas y la introducción de competencia. Para ello el Acta Eléctrica de 1989 sentó las bases legislativas para la reestructuración y privatización de la industria. Del acta destacan los siguientes puntos:

- a.- Privatización de las empresas estatales
- b.- Introducción de mercados competitivos
- c.- Un operador del sistema independiente

Hasta 1990, el sector eléctrico estaba dominado por una única empresa de generación y transporte: *Central Electricity Generating Board* (CEGB), que vendía su electricidad a doce (12) “*Area Distribution Board*” cada una con su monopolio de

²⁷ UNESA (2000). *Informe Internacional No. 91*

distribución en un área determinada. Como principal consecuencia de La Ley Eléctrica (“*Electricity Act*”) de 1989 la CEGB se dividió desde abril de 1990, en cuatro compañías distintas: tres generadoras: *National Power*, *PowerGen*, y *Nuclear Electric* propietaria de 12 centrales nucleares, y una empresa de transporte: *National Grid Company*, a quien se le transfirió la propiedad y la operación del sistema de transporte.

Las empresas sucesoras de la CEGB compiten con un número creciente de nuevas empresas en la venta de electricidad al mercado mayorista de electricidad o pool eléctrico. Asimismo, compiten con las empresas escocesas, que venden electricidad al pool de Inglaterra y Gales a través de las interconexiones. Para 1989, 24 nuevas empresas de generación han entrado en el mercado de generación de Inglaterra y Gales, y el número de empresas generadoras que venden energía al pool aumentó a 34 en 1998.

El elemento más innovador del sistema británico y el elemento central es la existencia de un Pool, un mercado abierto para el comercio de la electricidad, que es controlado y coordinado por la *National Grid Company*, donde se definen las reglas de comercialización y procedimiento, como también realiza la liquidación de las obligaciones contraídas, calculando el monto a pagar por los compradores y asegurar el pago a los generadores por medio de garantías.

Al igual que el caso chileno se implantó un sistema muy inflexible, por lo que genera problemas para introducir modificaciones, pero se diferencian al fijar una tarifa única en el ámbito regional evitando discriminaciones de precio por zonas. Desde la

privatización de la industria en 1990 los precios de la electricidad han caído considerablemente, en términos reales para todos los grupos de consumidores. Esto se ha debido principalmente a una mayor competencia en generación y comercialización, en conjunto con una adecuada regulación.

Entre las críticas más recurrentes de la experiencia inglesa encontramos que en este sistema no existía un compromiso entre generadores y comercializadores, lo que conllevaría en una ineficiencia del mercado, y críticas al diseño del mercado incluyendo el pago por capacidad, pago por restricción y cargos por transmisión.

Para lidiar con estos problemas se ha iniciado un proceso de reestructuración del mercado, alejado del pool tradicional, y adoptando un modelo de BE-OIS, a través del *UK Power Exchange* que asume la operación económica y comercial.

Actualmente, el precio del pool, es el precio marginal del sistema para cada media hora, equivalente al precio de la oferta de la última instalación necesaria para satisfacer la demanda previsto para esa media hora, y este es el precio al que se retribuye a todas las instalaciones de generación con independencia de su oferta original. Debido a la volatilidad de los precios, suministradores y generadores normalmente acuerdan contratos de opciones o diferencias, contratos financieros que les permite protegerse de las fluctuaciones de los precios del pool.

3.3.- PAÍSES NÓRDICOS²⁸

El inicio del proceso, se remonta al año 1991 cuando Noruega desreguló el mercado de electricidad y en 1992 *Statnett* fue nombrado como el operador del sistema de transmisión. Un año más tarde se estableció una Bolsa de Energía bajo el nombre de *Statnett Marked*, que en un comienzo sólo cubría el territorio de Noruega.

En 1996 *Svenska Kraftnät*, empresa de transmisión de Suecia, adquiere la mitad de la propiedad de la bolsa. A partir de ese momento la Bolsa de Energía cambia su nombre a *Nord Pool* creando el mercado común entre ambos países nórdicos y de paso convirtiéndose en la primera Bolsa de Energía multinacional. La Bolsa de Energía organizada por el *Nord Pool*, es la bolsa que registra un mayor desarrollo si se compara con otras de su especie. Esta aseveración se basa en la gran variedad de productos y mercados que son administrados por la bolsa como lo son:

- a.- Mercados Físicos: Mercado Diario e Ínter diario
- b.- Mercado Financiero: Contratos *Forward* y Opciones que abarcan un periodo que va desde un día hasta 3 años
- c.- Funciones de liquidación
- d.- Servicio de consultoría

Cabe destacar que la participación en el *Nord Pool* no es obligatoria y que la presencia de contratos bilaterales fuera de la bolsa responde por la mayor parte de la

²⁸ **Atienza, Paulo (2001).** *Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile.* Pág. 61-63.

energía programada. Hacen uso de su sistema de energía de origen hidráulico para la elaboración de contratos a largo plazo. Algunas características importantes de las condiciones del sistema eléctrico en Noruega es que su *Nord Pool* es altamente descentralizado y el 60% de la generación esta en manos de pequeñas empresas municipales. También el proceso de desregulación no significó el traspaso de todas las empresas estatales a capital privado, sino que ambas formas coexisten y compiten entre sí.

La presencia de más de un Operador Independiente del Sistema (OIS) operando en los países nórdicos, es un hecho que llama poderosamente la atención, sin embargo esta es una elección natural ya que cada país tiene su propia empresa de transmisión responsable por la operación del sistema. Si bien normalmente se dice que la función que desempeña el OIS es monopólica, el hecho que coexistan varios en el mercado nórdico no implica que haya una superposición de funciones, ya que cada OIS posee su propia zona de influencia. La forma que tiene cada uno de los OISs de proveerse de los ajustes en el tiempo real varía de caso a caso, dependiendo de los servicios requeridos.

3.4.- ARGENTINA²⁹

Históricamente, el sector eléctrico argentino fue operado por el sector privado (nacional y extranjero), destacándose la concesionaria Segba S/A de la provincia de Buenos-Aires. En la posguerra, el gobierno argentino acompañó la tendencia

²⁹ Fuente Ecenereformas

internacional y asumió la responsabilidad por las inversiones de infraestructura del país, estimulando las condiciones necesarias para una rápida industrialización.

Antes de la privatización, el gobierno efectuó un proceso de reestructuración sectorial, fragmentando las empresas federales en diversas unidades de negocios. El objetivo era facilitar la venta – resolviendo así las urgentes necesidades fiscales del Tesoro – y, concomitantemente, evitar problemas de abuso de poder de mercado por parte del duopolio privado, obteniendo, como resultado del proceso, una mayor eficiencia económica con la introducción de fuerzas de mercado.

Al final de los años 80, el sector eléctrico argentino presentaba un modelo institucional bastante complejo, con una multiplicidad de agentes federales, provinciales y cooperativas municipales. Además de eso, las normas regulatorias – principalmente en relación a los aranceles – eran variados y muchas veces generaban distorsiones significativas entre las provincias (principalmente en relación a subsidios e incidencia de impuestos).

A diferencia del proceso chileno, que duró aproximadamente diez años, se efectuó la reforma privatizante muy de prisa, en gran parte justificada por la necesidad urgente de superar los problemas corrientes del racionamiento de electricidad. Se consideró desintegrar la estructura vertical y horizontal del sector para garantizar la competencia. Otro aspecto que diferenció el proceso argentino fue la forma de venta de acciones: se limitó la participación de los trabajadores y la compra de acciones se redujo a una oferta pública, muchas veces dirigida y precedida por negociaciones con las partes interesadas.

3.5.- COLOMBIA³⁰

En Colombia, hasta la década del 40 el sector eléctrico era explotado por empresas municipales de control privado. A partir de ese período, se inicia la intervención económica estatal que será, hasta la década del 90, la principal impulsora del desarrollo y de la expansión del sector eléctrico del país. Durante las décadas de 70 y 80, las inversiones, que en su mayor parte habían sido dirigidas a la expansión de la capacidad instalada con base en la hidroelectricidad, provinieron de empréstitos concedidos por los organismos multilaterales de crédito y llegaron a corresponder al 30% del endeudamiento externo del país.

Las empresas públicas de energía eléctrica llegaron a la década del 90 con serios problemas de caja, ocasionados por las sucesivas políticas adoptadas por sus controladores, que causaron profundas distorsiones, comprometiendo seriamente su capacidad de inversión.

Dentro de ese contexto, en 1992 el país enfrentó la mayor crisis de abastecimiento eléctrico de su historia por razones de problemas en la transmisión, lo que sirvió de argumento para dar inicio a la reforma y a la reestructuración de su sector eléctrico.

Con la promulgación de las Leyes N° 142 y 143 de julio de 1994 – esa última denominada específicamente Ley Eléctrica –, entraron en vigor, en el país, los nuevos marcos del sector eléctrico colombiano, en los ámbitos regulatorio, institucional y legal, que se perfeccionan paso a paso mediante reglamentos específicos editados por el órgano reglamentador. Entre otros, los objetivos son los

³⁰ Fuente Ecenereformas

de promover la libre competencia e impedir prácticas que caractericen abuso de posición dominante; regular los monopolios naturales; proteger los derechos de los consumidores; y garantizar la calidad de los servicios prestados.

En Colombia, al contrario de lo ocurrido en otros países de América Latina, fue adoptado un modelo menos radical en relación a la no presencia del Estado en las actividades económicas. Esa participación no fue negada del todo, y los servicios pueden ser prestados por la iniciativa privada (nacional o extranjera), por cooperativas (u otras organizaciones), por el Estado (las tres esferas de poder) y todavía por éste y la iniciativa privada, como socios.

En términos generales el mercado colombiano se ha desarrollado con éxito; introduciendo competencia en el sector de comercialización, con el aumento progresivo del mercado libre y un alto cumplimiento de las obligaciones financieras, que eran uno de los principales problemas que tenía el mercado antes de la desregulación. Sin embargo todavía hay factores que distorsionan el mercado, como son la presencia de impuestos y subsidios diferenciados al precio de la energía y gastos especiales de transmisión para cubrir los costos de reparación de la red producto de atentados terroristas. La operación de la bolsa ha estado fuertemente condicionada por la contracción de la demanda, producto de la recesión que afectó a Colombia en los últimos años de la década de los noventas.

3.6.- BRASIL³¹

Anteriormente a la estatización, el sector eléctrico era bastante fragmentado, con diversas empresas privadas actuando en las diferentes provincias brasileñas, con baja vinculación entre ellas. Al inicio de los años 60, la estrategia del gobierno fue la de federalizar todo el sector. Sin embargo, el éxito de esa política fue apenas parcial: el gobierno federal sólo logró asumir el control de la mitad de la generación y de la transmisión, permaneciendo la mayor parte de la distribución en poder de los gobiernos provinciales.

Históricamente, la estructura de decisiones del sector eléctrico brasileño era bastante centralizada. Esta característica se acentuó después de la creación de la Eletrobrás, en 1964, que asumió las funciones de coordinación de la planificación y de la operación, de agente financiero, y se volvió *holding* de las cuatro generadoras federales, responsables, a lo largo de la década de 90, de alrededor de 50% de la energía generada en el país.³²

En el periodo 1981-1990, el consumo total de energía eléctrica creció a una tasa media anual de 5,9%, mientras el PIB creció, en promedio, 1,6% anual. En la década siguiente, el consumo total de energía eléctrica creció a una tasa media de 3,8% frente a una expansión promedio anual del PIB de 2,5%. En un primer momento, en la búsqueda de alternativas se dio, aún bajo una óptica de recuperación financiera de las estatales, el Plan de Recuperación Sectorial (PRS), que comenzó en 1986, pero las dificultades macroeconómicas hicieron inviable la recomposición arancelaria,

³¹ Fuente Ecenereformas

³² Se trataba de las siguientes empresas: Furnas, Eletrosul, Eletronorte y Chesf.

aunque ese plan ya señala la posibilidad de participación de la Iniciativa privada en pequeños proyectos.

Posteriormente, la Ley 8.987 de 1995, conocida como Ley de las Concesiones, vino a constituir el marco fundamental para el inicio del proceso de privatización, habiendo sido reglamentada, en el caso del sector eléctrico, por la Ley 9.074 del mismo año. Esa ley dispone sobre el régimen de concurrencia en la licitación de concesiones para proyectos de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, cuyos plazos son de 30 años para el primero y 35 años para los dos últimos segmentos, prorrogables una vez por igual periodo³³. El sistema adoptado es de contratos de largo plazo con un mercado de oportunidad para los saldos administrado por el Operador del Sistema y con precios que optimicen la operación del mismo, determinado por un complejo modelo matemático.

Luego de unos años de prácticas de la primera generación de la bolsa de energía, y observando los resultados obtenidos y las distintas mutaciones que se presentaron, surgió la bolsa de segunda generación entre los que cuentan Australia, España, Nueva Zelanda y Estados Unidos³⁴. Un caso muy peculiar y que es importante su estudio fue el del estado de California en los Estados Unidos, en el cual puso en tela de juicio el valor que tienen las distintas bolsas de energía.

³³ El gran efecto práctico a corto plazo de la Ley de concesiones fue la de viabilizar el inicio de la privatización en el sector (la Escelsa, en 1995, y la Light, en 1995), dado que, en relación a los objetivos de estímulo a la entrada de nuevos agentes en la generación, la indefinición arancelaria hizo que esto no ocurriera. El carácter pionero del proceso de venta de la Escelsa y de la Light, anticipándose a la legislación que originó el nuevo modelo –vale señalar que, incluso, que fueron incluidas en el Pnd en 1992, por lo tanto anteriormente a la Ley 8.987/95 –contribuyó para generar imprecisiones en sus contratos de concesión, que se discutirán más adelante.

³⁴ **Millán, Jaime (1999).** *La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina*

3.7.- CALIFORNIA³⁵

El 31 de marzo de 1998, comienza un proceso de desregulación que tiene por finalidad que los consumidores de todas las clases, residenciales comerciales e industriales puedan elegir libremente quien les suministre la energía, independiente de la zona de concesión en que se encuentren.

Las tres principales empresas, *Pacific Gas and Electric*, *Southern California Edison* y *San Diego Gas and Electric*, que manejaban el negocio de la electricidad hasta esa fecha debieron separar sus actividades en la generación, transmisión y distribución. En la primera etapa se liberalizó la generación de manera de introducir competencia en el sector. Las otras actividades se mantienen reguladas por la *Federal Energy Regulatory Comisión* (FERC). Estas empresas están obligadas, por un período de transición, a comprar y vender toda su energía a través de la bolsa, quien se encarga de recibir las ofertas tanto de suministro como de demanda de energía eléctrica.

A partir de mayo del 2000 los precios de la energía en California comenzaron a subir bruscamente, sumiendo al mercado en una crisis eléctrica, donde los principales afectados son dos de las tres empresas más grandes de distribución, que imposibilitadas de traspasar los costos de la energía a sus clientes³⁶ están al borde de la quiebra y los usuarios finales quienes han sufrido interrupciones en el servicio eléctrico.

³⁵ **Atienza, Paulo (2001).** *Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile.* Pág. 55-57.

³⁶ Los precios de las distribuidoras fueron congelados a partir de 1996, para permitir que estas empresas pudieran recuperar inversiones que bajo la nueva organización no eran rentables. Adicionalmente estas empresas no podían suscribir contratos fuera de la bolsa de energía, ni flexibilizar las tarifas mientras los costos hundidos no fueran recuperados.

Al analizar los motivos que desencadenaron la crisis, es posible encontrar diversos factores entre los cuales se destacan los siguientes:

- a.- **Fallas del mercado:** la imposibilidad de las tres distribuidoras más importantes de flexibilizar sus tarifas y de suscribir contratos a mediano y largo plazo.
- b.- **Deficiencias estructurales:** el parque generador no ha crecido de acuerdo a la demanda, que sí ha aumentado a tasas mayores a los esperados productos del crecimiento económico del país del norte. La falta de inversión en la generación ha sido parcialmente mitigada por medio de la construcción de redes de transmisión interestatales. La falta de holgura entre la oferta y la demanda a resultado en practicas monopólicas o poder de mercado.
- c.- **Factores exógenos:** el alza experimentada por el gas natural.

Los gobiernos federal y estatal intentaron varias soluciones rápidas para contener la crisis. Cuando los proveedores se rehusaron a abastecer la energía eléctrica a los compradores californianos por temor a no poder cobrar, el gobierno y los tribunales federales ordenaron a las empresas generadoras que proporcionaran el servicio. Una entidad estatal, con el ánimo de reducir las pérdidas cotidianas, comenzó a adquirir energía eléctrica a corto plazo en nombre de los consumidores californianos y celebró contratos a largo plazo con precios fijos. Como ocurre en muchos países en desarrollo que carecen de capacidad de generación, los funcionarios del gobierno

estatal están considerando reducciones de voltaje en todo el estado para aprovechar mejor la capacidad actual.³⁷

3.8.- MERCADOS MAYORISTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Durante 1999, el proceso de modernización del sector eléctrico en América Latina y el Caribe continuó desarrollándose. La desregularización y la competencia constituyen los elementos comunes en el ámbito de discusión y análisis de este sector en la región.

En cuanto al desarrollo de la generación, se dio mayor impulso a la construcción de centrales térmicas que consumen gas natural, que en su gran mayoría han sido instaladas por el sector privado³⁸.

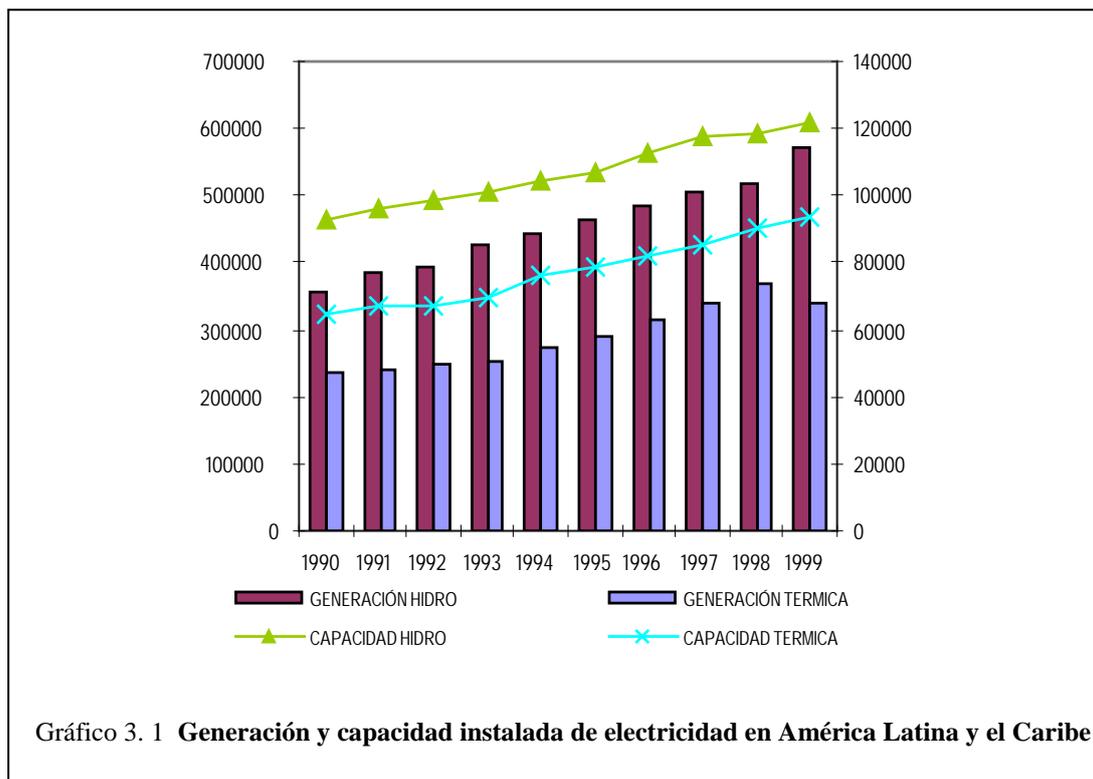
Para 1999, la capacidad de generación eléctrica se incrementó en 6.685 MW, llegando a 215,1 GW de capacidad instalada, lo que representó un crecimiento del 3,2% respecto al año anterior. Esta tasa es inferior a la interanual 1990-1999, que se ubicó en 3,6%, lo que significa que algunos países no ampliaron su sector generador durante 1999. Sin embargo, se destaca el incremento de la capacidad de generación en Nicaragua (30,2%), Bolivia (21,4%), Chile (18%) y Ecuador (13,2%).

³⁷ **Besant-Jones, John E. y Tenenbaum (2001).** *Enseñanzas de la Crisis de Energía de California.* Revista Finanzas & Desarrollo. Pág. 25

³⁸ *Informe Energético de América Latina y el Caribe 1999.* Pág. 6-7

Año	GENERACIÓN ELÉCTRICA (GW)			CAPACIDAD INSTALADA (MW)		
	HIDRO	TERMICA	TOTAL	HIDRO	TERMICA	TOTAL
1990	354648,9	234321,5	588970,4	92678,3	64256,0	156934,3
1991	385497,7	241278,7	626776,4	96024,0	67316,5	163340,5
1992	395485,1	247331,7	642816,8	98305,8	67354,2	165660,0
1993	426357,7	253737,5	680095,2	100933,4	69895,2	170828,6
1994	443243,4	274918,7	718162,1	104407,7	76110,4	180518,1
1995	463758,5	290856,2	754614,7	107222,4	78789,9	186012,3
1996	485230,5	313161,0	798391,5	113049,1	81960,8	195009,9
1997	506015,5	341275,7	847291,2	117290,4	85417,4	202707,8
1998	517467,2	366775,2	884242,4	118337,7	90076,0	208413,7
1999	572000,6	340812,4	912813,0	121798,3	93324,9	215123,2

Tabla 3. 1 Generación y capacidad instalada de electricidad en América Latina y el Caribe



En cuanto a la generación de energía eléctrica en 1999, se llegó a producir 912.813 GW, lo que indica un crecimiento del 3,23% respecto a 1998. Esta tasa es menor al promedio anual de la década, que es del 4,8%, y se debe a la reducción del consumo

en países como Colombia, Ecuador y Venezuela. La generación de electricidad provino básicamente de las centrales hidroeléctricas (63%) y termoeléctricas (34%).

En cuanto a los precios, se observa una sostenida tendencia decreciente en aquellos países que adoptaron el modelo de Mercado Mayorista. Algunos sostienen que esa reducción se debe fundamentalmente a la competencia introducida por el funcionamiento del sistema de acuerdo con las nuevas reglas, aunque este comportamiento del precio mayorista responde en realidad a una diversidad de factores, entre los que el aumento de la competencia es tan sólo uno de ellos³⁹.

Considerando los precios promedios ponderados de la energía eléctrica para la región de América Latina y el Caribe expresados en dólares corrientes, la tendencia en el periodo de 1990-1999 ha sido creciente. En 1999, el comportamiento de los precios varió radicalmente. La mayor parte de los precios de energía eléctrica en la región disminuyeron debido al incremento de la oferta, que obedece a la mayor capacidad de generación térmica e hidroeléctrica y las importantes devaluaciones de la moneda ocurridas como en el caso de Brasil y Ecuador, entre otros. En el sector residencial los precios de la electricidad bajaron a una tasa de 13,56% frente al año anterior. De igual manera, en el sector industrial, los precios de la energía eléctrica disminuyeron a una tasa de 11,6% y el sector comercial mostró la tasa más alta de reducción con 14,48%.

³⁹ **Pistonesi, Hector (2001).** *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso Argentina.* Serie Gestión Pública N° 15. Pág. 66

Fuente-Sector	Unidad	1990	1998	1999	Tasa de crecimiento (%)	
					90-99	98-99
Electricidad – Residencial	US¢/KWh	5.3	9.9	8.6	5.62	-13.56
Electricidad – Industrial	US¢/KWh	4.6	5.6	5.0	0.99	-11.26
Electricidad – Comercial	US¢/KWh	8.1	10.6	9.1	1.29	-14.48

Fuente: OLACE/CE - SIEE®

Tabla 3. 2 **Precios Promedio de la Electricidad en América Latina y el Caribe**

La electricidad residencial durante 1999 se consumió a precios decrecientes en la mayoría de los países, excepto México, Guatemala, Colombia y Argentina. Las reducciones de precios más importantes se dieron en Brasil, Chile, Ecuador y Paraguay.

La disminución de los precios de la electricidad industrial ocurrieron en casi todos los países de la región, pero las más representativas se produjeron durante 1999 en Brasil, Ecuador, Chile, Guatemala y Paraguay con porcentajes superiores al 10% anual.

Los precios de la electricidad comercial, expresados en dólares por kilovatio hora, se redujeron en mayor proporción que en los sectores residenciales e industriales. Tales disminuciones se reflejaron principalmente en Brasil, Chile, Ecuador, Guatemala, Paraguay y Uruguay.

En 1999, el consumo de electricidad residencial per capita continuó incrementándose en los países de la región, llegando a un promedio de 416 Kw. /hab., esto es 1,6% más respecto a 1998. Aunque esta tasa de crecimiento es menor al promedio de la última década (3,6%), es importante resaltar los incrementos sobre el 5% que durante

1999 tuvieron Argentina, Barbados, El Salvador, Paraguay y Uruguay, así como reducciones en el consumo per cápita de Ecuador, Colombia, Republica Dominicana, Nicaragua y Honduras^{40 41}.

⁴⁰ Todos los países antes mencionados han implementado en sus sistemas el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

⁴¹ *Informe Energético de América Latina y el Caribe 1999*. Pág. 23-24

**CAPÍTULO 4: ASPECTOS RELEVANTES DEL SISTEMA
ELÉCTRICO EN VENEZUELA**

4.1.- RESEÑA HISTÓRICA

El 8 agosto de 1897 con la asistencia del entonces presidente de la República, General Joaquín Crespo, se efectuó la inauguración de la primera planta hidroeléctrica de Venezuela, en el lugar conocido como "El Encantado", en el río Guaire, cerca de la población de Santa Lucía, en los Valles del Tuy (Estado Miranda).

Esta novedosa planta hidroeléctrica fue ideada por el ingeniero venezolano Ricardo Zuloaga, quien en 1895 fundó la Compañía Anónima Electricidad de Caracas, inspirado en las grandes empresas de electricidad que se habían instalado en Estados Unidos y Francia.

Después de la instalación de la planta hidroeléctrica "El Encantado", comenzaron a establecerse pequeñas empresas eléctricas en casi todas las grandes poblaciones del país. Aunque, claro está, éstas sólo podían cubrir el alumbrado de los más concurridos lugares públicos. Posteriormente el uso de la electricidad se fue extendiendo por toda la geografía nacional aumentando su uso en actividades industriales y residenciales.

4.2.- ESTRUCTURA ACTUAL

La electricidad es un bien homogéneo, casi “commodity”⁴², desde el punto de vista intrínseco, ya que no es financieramente factible almacenarla para hacer usos de potencia y en todo instante debe existir balance entre lo que se consume y lo que se

⁴² Se dice que es un bien casi “commodity” porque a pesar de que la electricidad es un bien básico y es homogéneo, no se puede almacenar.

produce. Todos los generadores tienen, en la práctica y si cumple un conjunto mínimo de especificaciones técnicas, la capacidad para producir el mismo bien. La literatura reconoce que la demanda que enfrenta un productor determinado por su producto es más elástica respecto del precio mientras más parecido es su producto en relación a la competencia. Si el bien es un commodity, la elasticidad de ese productor es infinita y las posibilidades de monopolizar el mercado se desvanecen⁴³. Desde esta perspectiva, la competencia entre generadores debería estar garantizada.

Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en América Latina; más del 94% de su población dispone de servicio eléctrico. Esto es el resultado de un esfuerzo realizado por el Estado venezolano durante las décadas de los 70 y 80, al cual se sumó una significativa concurrencia de empresas privadas.

El país cuenta con un sofisticado sistema de transmisión con tensiones de 765, 400 y 230 KV, que interconectan los principales centros de producción de energía y permiten tener potencia y energía disponible para los centros de consumo a lo largo y ancho del territorio nacional.

Hasta el presente, las posibilidades de crecimiento y expansión del sector se apoyaron fundamentalmente en las fuertes inversiones públicas. Ello fue posible gracias a la llamada "siembra del petróleo" o, lo que es lo mismo, a la capitalización de la renta petrolera que encontró una tierra fértil en este sector. El Estado, al disponer de cuantiosos recursos, pudo emprender la explotación del gigantesco potencial hidroenergético del río Caroní, así como también de otros potenciales

⁴³ Nótese que se está hablando de una elasticidad respecto al precio del producto que vende este oferente relativo al precio de producto similar (o igual) que vende su competidor.

menores en la Región Occidental. Paralelamente pudo capitalizar también parte de la renta petrolera en generación térmica, la construcción de las llamadas "autopistas eléctricas" de 760 KV ya señaladas, y una red de distribución de miles de kilómetros.

El desarrollo eléctrico del país se plantea hoy dentro de una nueva realidad. La creciente demanda previsible por el crecimiento demográfico, industrial y de otros sectores, en condiciones de calidad, seguridad y accesibilidad reclama volúmenes igualmente crecientes de inversión y tales inversiones deben acometerse con urgencia. Sin embargo, la situación del país confronta hoy un doble problema: la caída de la inversión pública, la cual arrastra un proceso de deterioro en todo el sector, y la ausencia de un instrumento que sirva ya no sólo para regular las distintas relaciones jurídicas que emergen de esta actividad, sino también como instrumento de política económica y social en manos del Estado.

El Estado Venezolano, aunque en forma no sistemática, había realizado intentos de coordinación para elaborar un plan eléctrico nacional, hoy ha emprendido el diseño de un Plan Energético Nacional como parte fundamental del Plan Económico, con la finalidad de asegurarle al país la prestación de un servicio eléctrico al menor costo posible y con la mayor calidad, que permita la óptima utilización de los recursos disponibles y que, al mismo tiempo, garantice continuidad, seguridad y eficiencia.

Igualmente se diseñó una nueva Ley del Servicio Eléctrico, la cual tiene por objeto establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el Territorio Nacional, el cual no había contado con una normativa legal integral que ordenara clara y metódicamente las disposiciones generales aplicables a esta materia. Con esta

Ley, se establece por primera vez un marco normativo coherente, para una actividad que debe ser disciplinada, tal y como lo demuestra el derecho comparado, sometida al Poder Público, y sujeta, por su propia naturaleza, a detalladas regulaciones.

Esta nueva Ley establece la creación de un Mercado Mayorista de Electricidad en el que se transan bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del sistema eléctrico nacional. Este mercado está integrado por las áreas de generación, comercialización y los clientes no regulados, con transacciones basadas en los principios de la libre competencia, pero siempre sujetas a reglas apropiadas para evitar distorsiones en el mercado y abusos de posiciones dominantes.

En 1998, el Ejecutivo Nacional, aprobó un nuevo régimen de tarifas eléctricas, el cual obliga a las empresas a ser más eficientes y mantener y mejorar la calidad del servicio a la cual tienen derecho todos los clientes. El cumplimiento de las empresas en mejorar sus niveles de eficiencia, condiciona la aprobación de las tarifas y garantiza a los clientes un mejor servicio.

El subsidio cruzado es una distorsión en los precios que viene enfrentando la industria eléctrica y sus clientes desde hace muchos años. Las tarifas eléctricas deben reflejar el costo real asociado al consumo de electricidad en los hogares, comercios e industrias, pero en realidad los clientes industriales pagan más que los residenciales por cada kilovatio-hora que consumen.

Esta situación responde a políticas históricas según las cuales, los gobiernos han preferido subsidiar al sector residencial, recargando las tarifas a los clientes industriales y comerciales, pero esta medida no resulta muy efectiva, porque el sector

industrial traspa a los consumidores sus mayores costos energéticos mediante los precios de los bienes que estos producen.

La nueva metodología de cálculo tarifario planteada por la recién aprobada Ley de Servicio Eléctrico, tiene por objeto eliminar progresivamente la distorsión del subsidio cruzado, de manera que las tarifas reflejen el costo real para cada tipo de cliente. Esto propiciará la participación de nuevos agentes en el mercado eléctrico y el funcionamiento de un mercado sano y competitivo, todo lo cual redundará en condiciones más justas para las empresas y para los clientes.

4.3.- EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO

El Sistema Eléctrico Interconectado está conformado, actualmente, por dieciocho (18) empresas eléctricas entre públicas y privadas.

Empresas Privadas:

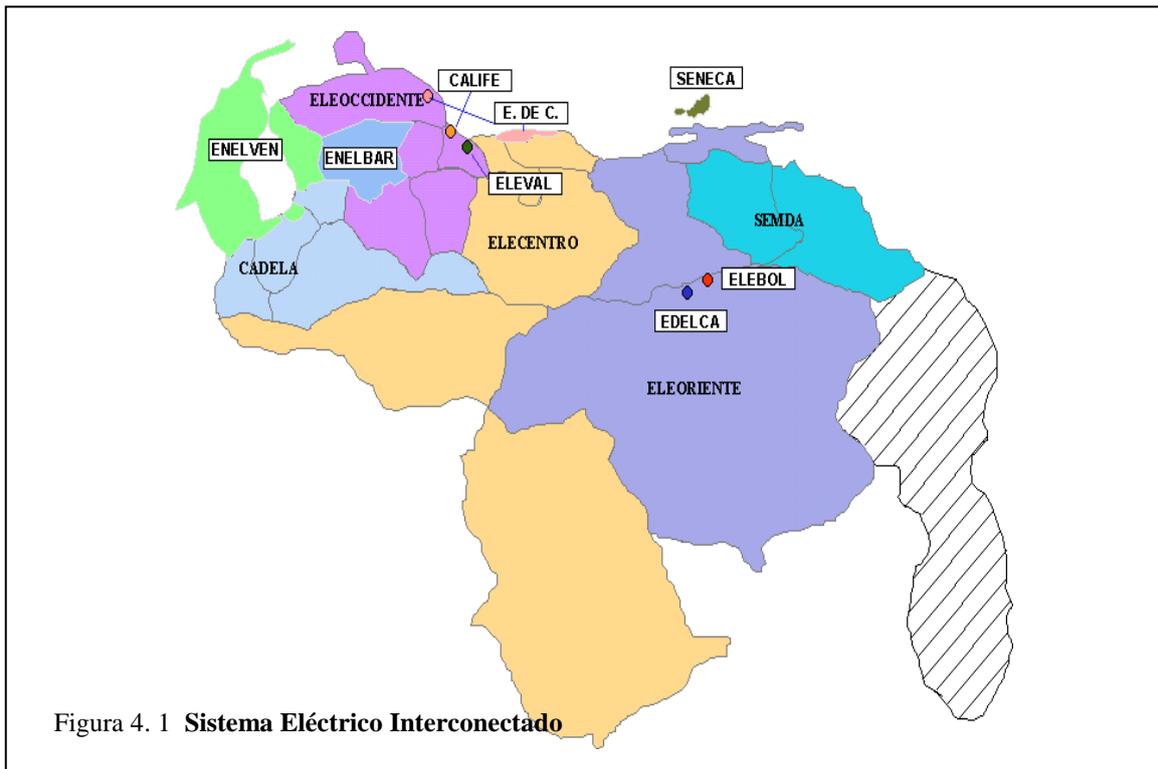
- C.A. La Electricidad de Caracas, SAICA-SACA. - ELECAR- . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Alimenta la región Capital.
- C.A. Luz Eléctrica de Venezuela. - CALEV - . Filial de Elecar.
- C.A. Luz Eléctrica del Yaracuy. - CALEY - . Filial de Elecar. Alimenta la región de San Felipe, Estado Yaracuy.
- C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire. - ELEGGUA - . Filial de Elecar.

- C.A. Electricidad de Valencia. - ELEVAL - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Alimenta la ciudad de Valencia, Estado Carabobo.
- C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello. - CALIFE - . Dispone de Distribución únicamente. Alimenta la ciudad de Puerto Cabello, Estado Carabobo.
- C.A. La Electricidad de Ciudad Bolívar. - ELEBOL - . Dispone de Distribución únicamente. Atendiendo a Ciudad Bolívar en el Estado Bolívar.
- C.A. Sistema Eléctrico de Nueva Esparta. - SENECA - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende la isla de Margarita en el Estado Nueva Esparta.

Empresas Públicas:

- Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico. - CADAPE - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende en todo el territorio nacional.
- Electricidad de Oriente. - ELEORIENTE - . Filial de CADAPE. Atiende el Oriente de Venezuela (Los estados: Anzoátegui, Sucre y Bolívar).
- Electricidad del Centro. - ELECENRO - . Filial de CADAPE. Atiende el Centro de Venezuela (Los estados: Aragua, Miranda, Guárico, Apure y Amazonas).

- Electricidad de Occidente. - ELEOCCIDENTE - . Filial de CADAFE. Atiende el Occidente de Venezuela (Los estados: Carabobo, Cojedes, Falcón y Portuguesa).
- Compañía Anónima de Electricidad de los Andes. - CADELA - . Filial de CADAFE. Atiende los estados: Táchira, Mérida, Trujillo y Barinas.
- Sistema Eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro. - SEMDA - . Filial de CADAFE. Atiende los estados Monagas y Delta Amacuro.
- CVG Electrificación del Caroní, C.A. - EDELCA - . Dispone de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. Alimentando a Guayana.
- C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto. - ENELBAR - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende el Estado Lara.
- C.A. Energía Eléctrica de Venezuela. - ENELVEN - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende el Estado Zulia.
- C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental. - ENELCO - . Filial de Enelven. Alimenta la costa oriental del lago de Maracaibo.

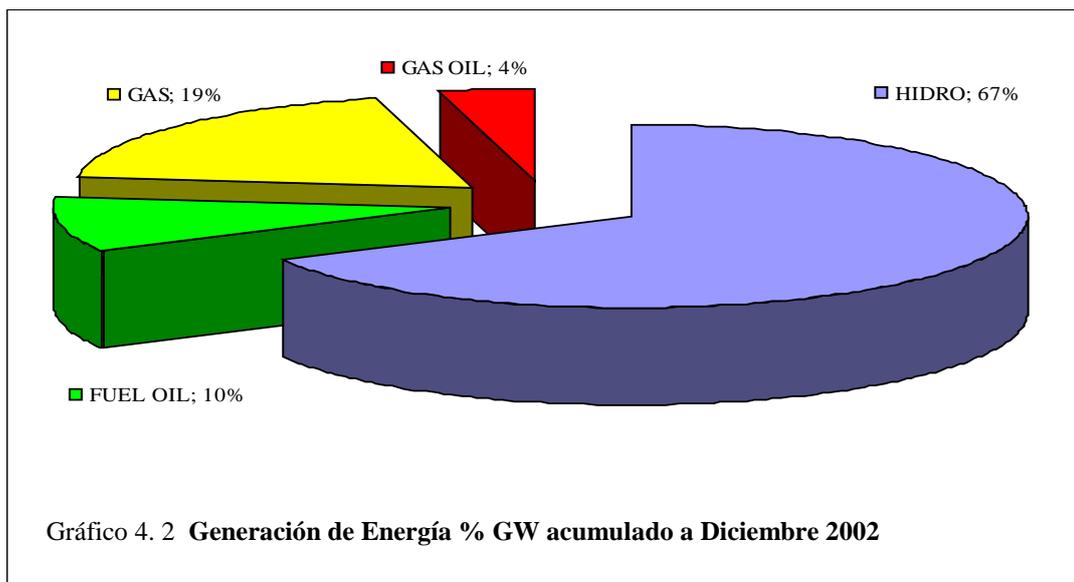
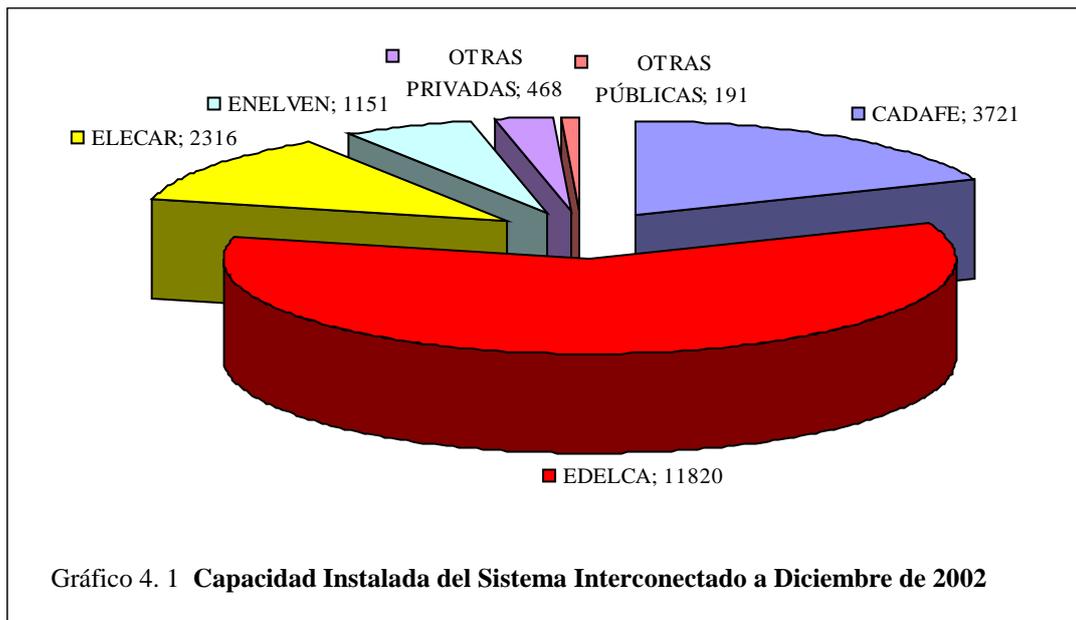


Todas estas empresas están agrupadas en CAVEINEL, La Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica.

El Sistema Eléctrico Interconectado en Venezuela es coordinado a través de la Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS), organismo que fue creado en el año 1.968, el cual fue modificado en 1988 cuando, además de CADAFE, EDELCA y Electricidad de CARACAS (ELECAR), se incorporó ENELVEN, para firmar un convenio de interconexión eléctrica, con el objeto de optimizar el uso y la operación del mismo y realizar la venta de energía eléctrica hacia ELECAR.

De acuerdo a la información presentada por CAVEINEL, para el año 2002 la energía total generada alcanzó la cifra de 89.412 GWh. La capacidad instalada del Sistema

Interconectado es de 19.667 MW, donde EDELCA representa el 60,10% y CADAFE el 18,92%. Debido a los grandes recursos hidrológicos con que cuenta Venezuela, el 66,58% del total generado corresponde a energía proveniente de centrales hidroeléctricas. Energía producida de forma económica y no contaminante.



Por otra parte los pronósticos de crecimiento realizado por la OPSIS en el período de 20 años (1996-2016) indican una tasa de crecimiento promedio del 3,72 % para un escenario y 4,08% para el otro escenario planteado. Los proyectos de Generación hasta el año 2005 contemplan:

- 2.558 MW en energía Hidroeléctrica con la incorporación de las unidades de: "Caruachi" y "La Vueltosa". Por parte de EDELCA y CADAFE
- 1.141 MW en energía Térmica, de acuerdo a los proyectos eléctricos de ENELVEN y ELECAR.

El sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Venezuela se encuentra conformado por las empresas: EDELCA, CADAFE, ENELVEN y ELECAR. En niveles desde 115 hasta 765 KV. Con más de 9.000 Km de líneas.

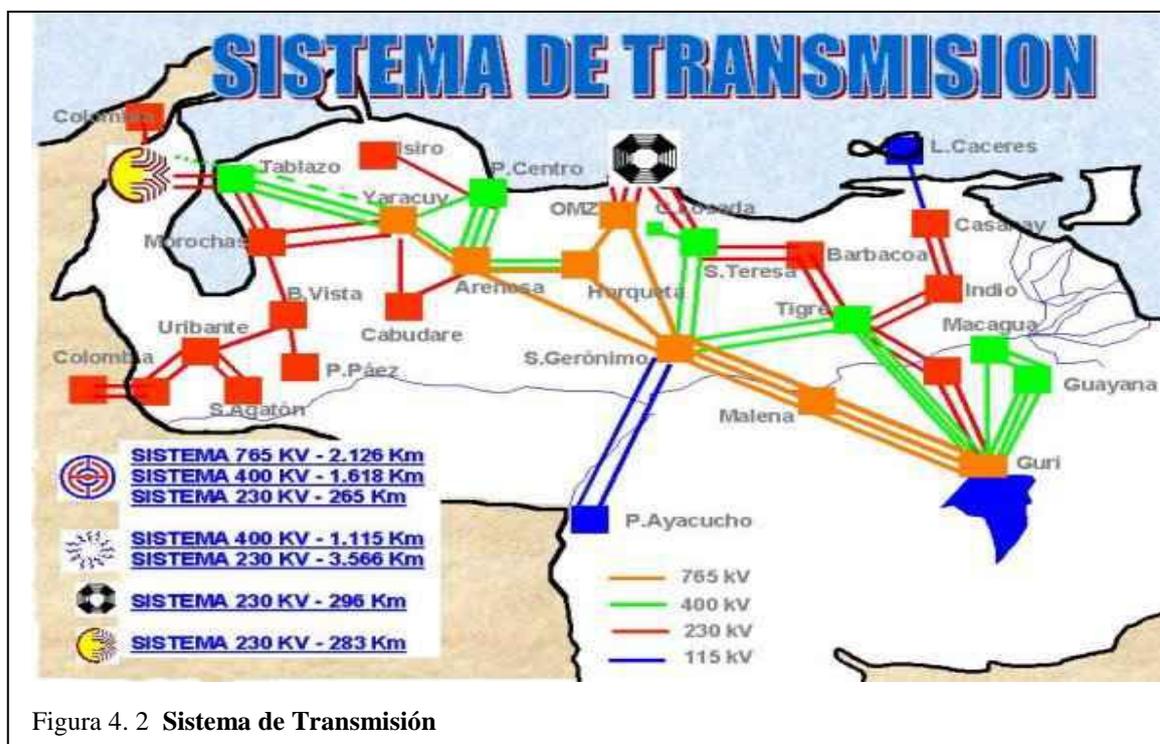


Figura 4. 2 Sistema de Transmisión

Longitud del Sistema de Transmisión - Km (No incluye 115 KV)			
Tensión	230 KV	400 KV	765 KV
EDELCA	265	1.618	2.126
CADAFE	3.566	1.115	-
ENELVEN	283	-	-
ELECAR	296	-	-
TOTAL	4.410	2.733	2.126

Tabla 4. 1 Longitud del Sistema de Transmisión

4.4.- ACTIVIDADES DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Las principales empresas del sector eléctrico en Venezuela están integradas verticalmente en sus tres procesos de generación, transmisión y distribución, en los que la transmisión en el ámbito nacional forma parte de una organización compartida entre las distintas empresas de generación eléctrica.

a.- Generación: en la fase de generación, el sector eléctrico se comporta como un mercado concentrado⁴⁴, porque un gran porcentaje de las ventas es realizado por pocas empresas. Sin embargo, este nivel presenta características que propician el desarrollo de un mercado competitivo.

b.- Transmisión: bajo la regulación vigente, la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OP SIS) es el órgano encargado de coordinar y dirigir todas las

⁴⁴ Índice Herfindahl-Hirschman de este sector es de 3615. Este índice se calcula con la sumatoria de las participaciones de mercado al cuadrado de las empresas de la industria. Este índice puede tomar valores entre cero y diez mil. En los "Merger Guidelines" de la División Antitrust del Departamento de Justicia de los Estados Unidos y la Comisión Federal de Comercio del mismo país, se considera que entre los rangos de 0 a 1.000 el mercado está desconcentrado, entre 1.000 y 1.800 el mercado es concentrado y más de 1.800 es altamente concentrado.

actividades del sistema de transmisión a escala nacional. Una característica importante de este sistema es que impide el libre acceso a su red por parte de consumidores industriales, los cuales deben aceptar el precio y calidad que le impone la empresa eléctrica que presta el servicio en la localidad geográfica donde está ubicada. En la transmisión, el sistema de interconexión nacional más la red troncal constituyen un monopolio natural.

c.- Distribución: en la fase de distribución, la existencia de importantes barreras a la entrada tales como el acceso al sistema de interconexión y la existencia de grandes economías de escala, dificultan el desarrollo de una estructura competitiva. Esto trae como consecuencia que en cada zona geográfica pueda operar eficientemente una sola empresa.

d.- Comercialización: al igual que la generación, la comercialización está establecida en la nueva regulación bajo un régimen de libre competencia. La apertura en este sector, le permite a los usuarios elegir el mejor de los servicios, tanto a nivel de atención, la medición del consumo, la facturación y el cobro.

Adicionalmente, en el esquema regulatorio actual, los consumidores no tienen la posibilidad de comprar electricidad a otra empresa generadora distinta de aquella que suministra energía en su respectiva localidad geográfica. Esta limitación al acceso del sistema de transmisión restringe la posibilidad de sustituir oportunamente un proveedor eléctrico por otro cuando aquel incrementa los precios de sus servicios; es decir, bajo este esquema, la elasticidad precio de la demanda disminuye y en consecuencia otorga poder de mercado a las distribuidoras locales.

4.5.- MARCO REGULATORIO

El sector eléctrico, por su propia condición de servicio público, ha sido objeto de regulación. Tradicionalmente, los esquemas regulatorios del servicio eléctrico estuvieron asociados al paradigma estructura-conducta-desempeño, según el cual, dada la imposibilidad de modificar la estructura de una industria, la regulación se enfocaba sobre las actuaciones y/o resultados que tenían las empresas reguladas. Así por ejemplo, se regulaba la conducta a través del establecimiento de precios máximos y tarifas lineales o en dos etapas, y en cuanto al desempeño, se realizaba el control sobre la tasa de retorno y la fijación de tarifas determinadas por el índice de precios y de productividad.

La estructura regulatoria que rige al sector eléctrico en Venezuela actualmente no es del todo transparente. Aún no existe un texto legislativo preciso que defina claramente las reglas en el sector eléctrico. Sólo se han producido a lo largo del tiempo, regulaciones dispersas y de muy variada índole. Abundan los decretos y reglamentos ejecutivos, instrumentos éstos que por su propia naturaleza son de fácil modificación, ya que pueden extinguirse por decisión unilateral del propio Poder Ejecutivo. Es por tanto, un marco regulatorio poco creíble e incapaz de brindar estabilidad y confianza a potenciales inversionistas en los mecanismos de control existentes y en las instituciones encargadas de supervisar y planificar las actividades del sector.

El esquema regulatorio actual responde a una concepción de la regulación tradicional y en consecuencia enfatiza la necesidad de controlar "desde afuera" la conducta y el

desempeño de las empresas, antes que en propiciar una estructura competitiva del sector que discipline las empresas que operan en el mismo. Su debilidad es fundamental, pues parte de la imposibilidad de modificar la estructura del sector y, por lo tanto, permite que los monopolios se sustenten en el tiempo. El principal mecanismo utilizado por el Gobierno es la fijación de las tarifas sobre la base de los niveles de costos reportados por las empresas y por un factor de ajuste global, el cual incluye las variaciones del índice de precios al consumidor (IPC). Adicionalmente, se establece un esquema de subsidios cruzados donde los consumidores residenciales pagan una tarifa rebajada y subvencionada por los comerciantes e industriales.

La revisión de los pliegos tarifarios no establece mecanismos de incentivos que estimulen incrementos en la productividad de las empresas. Al contrario, acciones específicas como el congelamiento de tarifas en medio de un proceso inflacionario inhiben la realización de inversiones de largo plazo que permitan mejorar la capacidad y la calidad del servicio que se presta actualmente.

En la actualidad, el sistema está centralizado alrededor de la Comisión Reguladora de la Energía Eléctrica (CREE), que es un ente regulador, dependiente financiera y administrativamente del Estado, y cuya estructura de incentivos pudiera implicar serios riesgos como propiciar intereses particulares, ajenos a los objetivos del ente regulador.

La situación de la regulación del sector eléctrico se complica aún más si se considera el rol de empresario que el Estado venezolano ejerce a través de la administración de las centrales hidroeléctricas y de sus empresas de distribución. Bajo estas

circunstancias, el Estado asume un desempeño ambivalente, en donde el conflicto de intereses se hace evidente, e igualmente el riesgo de captura por parte de los oficiales gubernamentales.

En términos generales, el esquema regulatorio venezolano responde a la concepción de un Estado rentista, en el cual, se erige simultáneamente en productor y distribuidor de bienes y servicios que fácilmente pudieran ser ofrecidos por el sector privado. Es claro que esta visión del Estado, está actualmente en crisis en vista del deterioro creciente de la renta pública lo que ha causado inevitablemente el abandono o cuando menos reconsideración de cometidos antes atribuidos al Estado, ahora cada vez más sujeto a la dinámica de los mercados. A esto se ha llamado la "transición" del *Estado productor* hacia el *Estado regulador*.

Por otra parte, la demanda de este sector se caracteriza por presentar una alta fluctuación y ser inelástica. Así, la demanda de electricidad responde muy débilmente a las fluctuaciones de precios de la energía eléctrica, debido a que prácticamente no existe posibilidad de sustitución. Sólo en los casos de consumidores industriales, se puede plantear la posibilidad de autogeneración de electricidad, lo cual es una manera de sustituir al "proveedor" de este bien. Sin embargo, por los altos costos involucrados, esto es la excepción y no la regla⁴⁵.

Con frecuencia los gobiernos han subrayado que el sector eléctrico es un motor del desarrollo económico y, por consiguiente, que debe ser respaldado por la inversión pública. Se ha planteado que las compañías de electricidad pueden también permitir

⁴⁵ **Procompetencia.** *Formulación de políticas públicas de eficiencia y equidad en el sector eléctrico.*

resolver cuestiones de equidad social y en general, ser instrumentos eficaces para mejorar la calidad de vida. Estas políticas han facilitado el abastecimiento de electricidad y acceso de este servicio, pero también han favorecido la idea según la cual existe un derecho adquirido a recibir electricidad a precios artificialmente bajos. Esto se ha traducido en la utilización creciente de recursos públicos escasos para financiar la electricidad, en el otorgamiento de subsidios continuos del gobierno central a las empresas y en la sobre inversión en el sector, sin mayor preocupación por asegurar una relación costo-beneficio racional en la operación del sector.

Las repercusiones económicas de las deficiencias del sector de electricidad son difícilmente cuantificables, pero resulta evidente que las dificultades que se han presentado para financiar el servicio, así como los ineficientes sistemas de operación y mantenimiento, han afectado la disponibilidad de las centrales eléctricas y la confiabilidad del sistema mismo, lo cual a su vez degenera en onerosas consecuencias para los países. En América Latina, por ejemplo, se ha estimado que el déficit de electricidad representa para los países de la región una suma estimada en unos 15 mil millones de dólares anuales por concepto de pérdidas de producción y exceso de inversiones.

Además, la intervención del Estado, ha generado un marco institucional incierto que a su vez ha inhibido las inversiones productivas de los agentes en el sector y que por el contrario ha propiciado el surgimiento de comportamientos oportunistas que medran los derechos de quienes, pese a todo, invierten en el sector. Esta estructura de incentivos dificulta la coordinación entre los agentes del mercado, la cual es

necesaria para adaptar el sector a los constantes cambios tecnológicos a los que está expuesto.

La demanda acumulada del servicio eléctrico, el desempeño deficiente y el deterioro de las finanzas públicas ha causado una creciente presión para la eliminación de monopolios públicos y su sustitución por sistemas de competencia en la prestación del servicio. Al mismo tiempo, el desarrollo tecnológico ha propiciado una mayor competencia mediante la desagregación de servicios en mercados que antes se consideraban como monopolios "naturales". Finalmente, la competencia internacional ha reforzado este proceso al poner de relieve la importancia de la infraestructura como ventaja decisiva para competir en mercados mundiales. Estas tendencias han puesto de relieve la necesidad de reformas en la estructura y en la reglamentación de estos mercados⁴⁶.

4.6.- MOTIVACIONES Y REFORMAS INSTITUCIONALES

El actual gobierno venezolano pretende reestructurar el sector eléctrico del país y aumentar la participación de la iniciativa privada en su expansión. Ese proceso se dará mediante una apertura parcial del sector, cuyo control seguirá en buena medida en manos del Estado, tal como se prevé, por ejemplo, para el caso de la Edelca. La necesidad de expansión del sector eléctrico venezolano es inferior, a causa de la escasez de las inversiones estatales de la última década, especialmente en la construcción y ampliación de las redes de transmisión, distribución y comercialización de energía, así como en la implantación de nuevos proyectos y

⁴⁶ **Procompetencia.** *Formulación de políticas públicas de eficiencia y equidad en el sector eléctrico.*

mantenimiento de las plantas de generación térmica. Se debe señalar que esas deficiencias del sector sólo no se sienten aún más por la población venezolana porque hace tiempo que el país se encuentra en recesión económica.

En septiembre de 1999, con base en el poder que le fue otorgado por la Ley Habilitante⁴⁷, el Gobierno Nacional sancionó el Decreto con Rango y Fuerza de Ley nº 319 (Ley del Servicio Eléctrico), que pasó a ser la nueva referencia regulatoria del sector eléctrico venezolano.

Entre los objetivos del Estado con la edición del nuevo marco, se destacan:

- a.- promover, siempre que posible, la competencia en el sector
- b.- garantizar la calidad de los servicios mediante la reglamentación de las actividades caracterizadas como monopolios naturales
- c.- promover la participación de la iniciativa privada en el sector.

Los principales cambios introducidos por el nuevo marco de reglamentación fueron los siguientes:

- Creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), con atribución más amplia que la antigua comisión con el mismo nombre.
- Creación de la empresa pública Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE).

⁴⁷ Esta ley, de abril de 1999, autoriza al Presidente de la República a editar medidas financieras y económicas requeridas por el interés público.

- Creación del Mercado Mayorista de Energía (MEM).
- Creación de dos tipos de consumidores:
 - a.- cautivos, que tienen sus tarifas reglamentadas.
 - b.- libres, que son los grandes consumidores cuyo requerimiento de energía sea superior a 5MW.
- Fin de los subsidios cruzados, sustituidos por subvenciones directas que serán otorgadas por el Estado, después de escuchada la CNEE.
- Reestructuración arancelaria.
- Incentivo a la participación popular y de los agentes sectoriales en diversas instancias de decisión del sector eléctrico.
- Apertura de la expansión del Sistema de Transmisión del país a los inversionistas.

Dentro de ese nuevo programa de reforma del sector eléctrico, se prevé la reestructuración de la estatal verticalmente integrada Cadafe, con la regionalización de sus servicios de distribución y la expansión y mejoría de su sistema comercial, que podrá darse mediante inversiones privadas.

Además de eso, se buscará la participación privada mediante asociaciones estratégicas, en dos empresas de ámbito nacional – Energía Eléctrica de Venezuela (Enelven-Enelco) y Energía Eléctrica de Barquisimeto (Enelbar) – y en cuatro

empresas regionales de distribución – Sistema Eléctrico Monagas y Delta Amacuro (Semda), Elesur, Sistema Eléctrico Falcón y Sistema Eléctrico Aragua-Guárico, entre otras inversiones. La participación del capital privado en la industria eléctrica tendrá énfasis dado en la regionalización, estimulando el capital nacional de esas regiones a que sean los nuevos operadores de esas empresas.

Paralelamente a las reformas, se da un proceso de desnacionalización y de concentración accionaria, con la adquisición de empresas eléctricas nacionales por grupos multinacionales. La empresa privada Electricidad de Ciudad Bolívar (Elebol) se vendió en septiembre de 1999. El actual controlador es un consorcio formado por la venezolana Assa Holding y por la multinacional europea Arutil. La Elebol era una sociedad anónima de economía mixta, que contenía accionistas extranjeros, nacionales y una pequeña parte de los trabajadores de la empresa.

De la misma forma, en abril de 2000, la americana AES Corporation inició un proceso de oferta pública de adquisición de acciones, por el que pasó a controlar el 82% de las acciones de la Electricidad de Caracas S.A. (Elecar)⁴⁸ y de la Corporación EDC, pasando a ser la nueva controladora de esas empresas, que siempre pertenecieron a la iniciativa privada⁴⁹. Esa adquisición recibió muchas

⁴⁸ La Elecar construye en ese momento una línea de transmisión que vinculará la hidroeléctrica de Macagua a las regiones fronterizas con Brasil. Después de su conclusión, el proyecto tiene el objetivo de interconectar la red venezolana al estado de Roraima, en el norte de Brasil. Ese proyecto es criticado por los ambientalistas, pues el trazado de la línea de transmisión corta un vasto territorio de pueblos indígenas.

⁴⁹ La Corporación EdC fue creada en 1996, como sucursal de la *Electricidad de Caracas* que es la mayor empresa privada de servicios públicos de Venezuela y, hasta su adquisición por la AES, era la empresa venezolana con mayor pulverización accionaria. Actualmente esas empresas poseen naturalezas jurídicas distintas y pertenecen al Grupo EdC. Además de actuar en el mercado energético de Venezuela, ese grupo tiene también inversiones en otros países de América Latina y del Caribe y participa en todos los segmentos del sector eléctrico, de la generación a la distribución. En 1998, adquirió dos empresas distribuidoras que pertenecían a la estatal colombiana Corelca – *Electrificadora del Caribe* (Electricaribe) y la *Electrificadora de la Costa Atlántica* (Electrocosta).

críticas, pues se consideró que la oferta de la AES era muy baja en relación a la valorización objetiva y real del valor de la Elecar.

Por la legislación sectorial en vigor, todos los servicios de energía eléctrica se consideran servicios públicos. Como forma de evitar la constitución de grandes monopolios privados, el nuevo marco regulatorio estableció la desverticalización de las empresas del sector eléctrico. De esta forma, pasó a estar prohibido a una misma empresa ejercer las actividades de generación, transmisión, manejo del SEM y de distribución. Ya no será obligatoria la desverticalización para las plantas generadoras cuya capacidad no exceda los 80 MW.

La actividad de comercialización, en régimen de libre competencia, podrá realizarse por las empresas distribuidoras, por los generadores o por empresas creadas para esto (empresas comercializadoras). Para viabilizar la competencia en ese segmento, la nueva ley garantiza el libre acceso a las redes de transmisión y distribución para todos los agentes sectoriales, mediante el pago de la debida remuneración por este uso y desde que no haya restricciones técnicas. Las obras necesarias para la conexión a las redes de transmisión corren por cuenta y riesgo del que las requiera.

El comercio exterior de electricidad (importación y exportación) se sujeta a la autorización del MEM. A este ministerio le fue otorgada, por el Ejecutivo, la autoridad para la planificación y ordenamiento de las actividades del sector eléctrico nacional.

En la actividad de generación se estableció también la libre competencia, a través de previa autorización de la CNEE. Pero la actividad todavía está fuertemente

reglamentada por el Estado y se somete a los dictámenes establecidos por la nueva Ley eléctrica. Las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica se prestan en la modalidad de concesión de servicios públicos y se someten a todas las normas reglamentarias establecidas en el nuevo marco jurídico.

Dentro de su área exclusiva de concesión, las distribuidoras de energía eléctrica están obligadas a atender a todos los requerimientos de servicios y a prestarlos con obediencia a los principios inherentes a los servicios públicos, a saber: eficiencia, continuidad, calidad y no discriminación. Para esto, tienen el deber de ejecutar y cumplir los planes y programas de inversiones en su área, así como de garantizar el mantenimiento de los servicios ya existentes. Esas empresas responden, ante sus usuarios, por las fallas o mala calidad de los servicios prestados, obligándose a indemnizarlos.

La actividad de comercialización de energía se presta bajo el régimen de libre competencia, a través de previa autorización de la CNEE. Pero está también sometida a la reglamentación impuesta por la Ley eléctrica. De la misma forma que las distribuidoras, las empresas comercializadoras de energía responden por los daños que sus servicios causen a los usuarios.

Las actividades de autogeneración, cogeneración y producción independiente no están sometidas a la reglamentación de la Ley eléctrica, excepto en los casos previstos por la propia Ley. Un ejemplo en ese sentido es en una eventual situación de emergencia, cuando esos agentes estarán obligados a prestar el servicio de electricidad, en el caso de que posean capacidad instalada superior a la establecida

por la CNEE. De todas formas, el ejercicio de esas actividades está sujeto a la previa autorización del órgano regulador.

Los grandes consumidores podrán adquirir libremente su energía requerida en el mercado mayorista y, de la misma forma, negociar precios y tarifas directamente con los demás agentes de ese mercado⁵⁰. La tarifa para el mercado cautivo estará regulada por la CNEE y aprobada por el Poder Ejecutivo⁵¹.

⁵⁰ La CNEE establecerá los principios, metodologías y modelos que fundamentarán los precios practicados en el MEM. En las audiencias públicas, los agentes podrán presentar sugerencias o alteraciones que, en el caso de proceder, podrán ser incorporadas por el órgano regulador.

⁵¹ También se aplica a ese régimen arancelario el proceso de audiencia pública, en el cual los agentes pueden presentar sugerencias.

**CAPÍTULO 5: PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA BOLSA DE
ENERGÍA PARA VENEZUELA**

A lo largo de este trabajo de investigación, hemos estudiado y analizado las principales características de los Mercados Mayoristas de Electricidad, así como también los distintos mercados que se pueden presentar dentro del funcionamiento de esta industria.

Hemos mencionado algunos de los modelos existentes en el Sistema Eléctrico a nivel mundial para así conocer como fueron sus inicios y sus resultados. Entre estos se encuentran los innovadores de Chile, Inglaterra y Gales, seguidos por los Países Nórdicos, Argentina, Colombia, Brasil y el caso peculiar del Estado de California en los Estados Unidos.

Luego estudiamos el Sistema Eléctrico venezolano, su estructura, actividades y las restricciones que debemos tomar en cuenta al momento de hacer cualquier evaluación.

Toda esta información fue necesaria reunirla para poder concluir con una propuesta teórica de cómo podría ser el funcionamiento de un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Venezuela.

5.1.- BE – OIS EN VENEZUELA

La Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LSE) establece para Venezuela un modelo con fuerte presencia del Estado, e introduce un marco institucional que hace posible la participación de empresas privadas, estimulando la competencia en los sectores de generación y comercialización, en un ambiente donde el rol dominante lo conserva el Estado. El desafío consiste entonces en diseñar un régimen comercial que haga

posible el desarrollo de un mercado competitivo para todos los agentes, en un ambiente de convivencia entre empresas públicas y privadas, con fuerte presencia institucional del Estado.

5.1.1.- El Estado como Operador Independiente del Sistema

La nueva Ley del sistema, encarga una serie de roles al Estado en las cuales se incluyen las siguientes funciones:

- 1.- Planificador: a través del Ministerio de Energía y Minas realiza el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional;
- 2.- Regulador y Supervisor: a través de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), garantizará la aplicación de la LSE;
- 3.- Empresario: mediante la generación hidroeléctrica; y
- 4.- Coordinador de la gestión técnica, económica y comercial del Sistema y del Mercado Eléctrico: a través del Centro Nacional de Gestión (CNG).

5.2. - PLANTEAMIENTOS DE LA LSE PARA UN MERCADO MAYORISTA

La LSE, en búsqueda de un mercado más competitivo, establece una combinación de mercado más regulación. Además se establece que el Estado:

- 1.- Promoverá la competencia en aquellas actividades de generación y comercialización;

- 2.- Regulará aquellas situaciones de monopolio donde la libre competencia no garantice la prestación eficiente del servicio en términos económicos; y,
- 3.- Fomentará la participación privada en el ejercicio de las actividades que constituyen el servicio eléctrico.

En relación al Mercado Mayorista de Electricidad (MME), la propuesta de diseño general comprende la definición y el diseño de la estructura de los precios de la energía, los mecanismos para su sanción, y las instituciones necesarias para regular y operar al MME. En este sentido, los aspectos más relevantes del diseño son los siguientes⁵²:

- 1.- El MME es el ámbito en el que se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad entre productores, comercializadores y consumidores. Esas transacciones se realizan por intermedio de contratos a término, y como consecuencia del funcionamiento del Balance de Energía. Este Balance de Energía cumple la función de conciliar eficientemente los desvíos entre los compromisos contratados, el consumo real y la energía generada por cada planta resultante del despacho económico.
- 2.- La sanción de precios la realiza el CNG como producto de un proceso centralizado de optimización del despacho, cuyo objetivo es la minimización de los costos variables de producción más el costo de falla. Proponemos que

⁵² Fundelec, MEM, Stone & Webster Consultants, Mercados Energéticos S. A., Consult Service (2001). *Lineamientos Básicos para el Diseño del Régimen Económico del Mercado Eléctrico de Venezuela*.

el precio del balance de energía se sancione horariamente en cada nodo para reflejar el costo marginal de transmisión, o sea las pérdidas marginales en cada nodo. De este modo, los precios de nodo de la energía presentarán diferencias mayores que las pérdidas marginales ante una condición de falta de capacidad de transmisión.

3.- La empresa pública CVG Electrificación del Caroní (EDELCA) quien posee la totalidad de la generación en el río Caroní y en consecuencia es dominante en el sector eléctrico, no tiene la posibilidad de arbitrar el precio manejando su oferta, ya que esta última será administrada por un organismo técnico independiente (el CNG), de acuerdo a procedimientos para el despacho económico dictados por el regulador (la CNEE).

4.- Los procedimientos para el despacho económico establecerán la colocación de la energía hidroeléctrica en la curva de oferta de modo de asignar en forma óptima el uso del recurso agua, a través del concepto de valor del agua. El valor del agua permite resolver en cada instante el conflicto entre usar el agua en forma inmediata para sustituir un combustible, o almacenarla en los embalses para que en el futuro pueda reemplazar el uso de combustibles más costosos o el de evitar interrupciones de servicio por escasez.

5.2.1.- Los Contratos de Suministro Hidroeléctrico

Con el objeto de limitar el poder que tendrían algunas empresas en el mercado de contratos (en especial EDELCA), se ha previsto un contrato especial (Contrato de

Suministro Hidroeléctrico“CSH”) que será obligatorio para la demanda mayorista.

Para los Grandes Usuarios existirán dos opciones:

- Obligarlos a tomar los CSH, lo que mantendría constante el monto de energía colocada a un precio fijado por el Estado; y
- Si el Gran Usuario decide separarse de su empresa distribuidora correspondiente, se libera la obligación de éste de comprar sus requerimientos al precio regulado de los CSH, con libertad de pactar el precio de la energía adquirida, o puede negociar con un tercero o tomar su energía en el mercado de corto plazo.

Este último tiene la ventaja de acelerar y dar liquidez a la creación de un mercado de contratos. De esta forma se logra un mercado mayorista que administra en forma eficiente los recursos primarios.

5.2.2.- Los Contratos de Abastecimiento

Para fomentar el desarrollo por entes privados de la generación térmica complementaria que el sistema requiera para verse abastecido, se propone establecer la obligación a las Empresas Distribuidoras y Comercializadores de contar con Contratos de Abastecimiento por un alto porcentaje (entre el 80% y el 90%) de su demanda de potencia y energía. El costo de estos contratos obligatorios (de respaldo y de abastecimiento) podrá ser traspasado a las tarifas de los usuarios finales.

Se propone que la condición para traspasar a tarifas el costo de los contratos de abastecimiento, es que éstos sean el resultado de un procedimiento público, regulado, organizado y supervisado por la CNEE

5.2.3.- La Transmisión

La transmisión se caracteriza por ser un monopolio natural de redes, con un contrato de concesión para un equipamiento de transmisión específico. El libre acceso al uso de las redes de transmisión constituye uno de los componentes esenciales para la real existencia de competencia en un mercado mayorista de electricidad. Por lo tanto, no se deben imponer obstáculos a la instalación de nueva generación, salvo que la nueva planta o unidad generadora no cumpla con las reglamentaciones ambientales vigentes o con los criterios de diseños aplicables, o que su entrada en servicio produzca problemas técnicos al sistema de transmisión que afecten su seguridad o la de equipos o personas.

El régimen tarifario y de calidad están regulados. Las empresas de transmisión no pueden comprar o vender (comercializar) energía.

La transmisión de electricidad se estructurará como una actividad de bajo riesgo. La remuneración de la(s) Empresa(s) de Transmisión está asociada al reconocimiento de sus costos más una rentabilidad calculada sobre la base de los criterios expuestos en la LSE.

5.2.4.- La Distribución

La distribución consiste en el servicio de redes para llevar la energía desde el sistema de transmisión y desde centrales de generación conectadas a la red de distribución, hasta los puntos de consumo del usuario final. Se la define como un monopolio natural, y la regulación y el régimen de concesión que se le aplicará reconocen esta condición. Sin embargo, el acceso abierto a la red de distribución permite viabilizar la competencia en el abastecimiento del usuario final.

En cuanto a las tarifas a consumidores finales, estas reflejarán el costo económico de abastecer y brindar servicios técnicos y comerciales, en cada área representativa, a cada grupo de usuarios de similar perfil de consumo.

El régimen tarifario propuesto se basa en el criterio de competencia por comparación. Se definen redes de referencia y costos representativos del servicio de estas redes en una empresa eficiente. El Distribuidor “compite” con estos valores de referencia, y tiene incentivos a mantener sus costos dentro de los valores reconocidos para lograr (o superar) la rentabilidad esperada.

5.2.5.- La Comercialización

La comercialización incluye principalmente la venta de energía y potencia y otros servicios mayoristas a un usuario final. En la actividad de comercialización pueden participar empresas generadoras, empresas distribuidoras (con sus usuarios con tarifa regulada) y comercializadores especializados. De acuerdo con la LSE, esta actividad

está sujeta a competencia solamente con relación a la compra y venta de potencia y energía eléctrica.

En lo referente a la compra y venta de potencia y energía eléctrica, las características principales de la actividad de comercialización se resumen a continuación:

- 1.- Apertura gradual a la competencia en la comercialización al usuario final.
- 2.- La actividad de comercialización de Grandes Usuarios se puede compartir con las actividades de generación o distribución, o ser una actividad aislada (Comercializador Especializado).
- 3.- La autorización del Distribuidor a comercializar se limita a los usuarios finales en su área de concesión, con un régimen de tarifas máximas reguladas.
- 4.- El Distribuidor tiene la obligación de ser el Comercializador de última instancia para los usuarios finales de su área.

Todos los agentes autorizados a comercializar pueden comprar y vender energía y potencia por contratos y realizar la conciliación de sus balances de energía y potencia en el MME. Sus derechos se pueden resumir en:

- Acceso abierto a los servicios de redes, debiendo como contrapartida pagar tarifas reguladas.
- Servicio no discriminatorio del CNG.

- Respalda su comercialización a través de compras mediante contratos y la conciliación en el Balance de Energía.
- Vender excedentes de generación no contratada o de excedentes contratados mediante la conciliación en el Balance de Energía.

5.2.6.- El Despacho y Precio de Balance de la Energía

El balance de energía realiza la conciliación entre la operación y consumo real y la energía contratada. El precio de balance de energía propuesto se basa en el despacho y los costos variables térmicos, la valorización del agua con su costo futuro esperado de reemplazo y el costo de oportunidad del racionamiento (regulado por la CNEE).

- El costo de oportunidad del racionamiento es un componente del costo de operación del sistema y se determina generalmente mediante encuestas y estudios de demanda. Si no se cuenta con estudios o encuestas, se puede utilizar transitoriamente valores de referencia de costos de racionamiento de países similares de la Región.

Los costos variables tienen un componente principal que es el costo del combustible para generar. En este sentido, el precio del gas natural definirá en gran parte el costo térmico y, por lo tanto, también el valor del agua del Caroní.

- Los costos variables térmicos dependen del costo de combustible, el costo de operación y mantenimiento, el costo de arranque, el costo variable de transmisión, dado por los factores nodales que representan las pérdidas marginales, y otros costos relacionados con la producción de energía.

El diseño propuesto del Mercado Mayorista se basa en que las decisiones sobre el uso del agua no las realice la empresa propietaria, sino que resulte de criterios y procedimientos regulados implementados por el CNG, que promuevan el uso eficiente de la disponibilidad hidroeléctrica. Esto permite que, a pesar que la gran concentración de generación en EDELCA, ésta no pueda influenciar el precio del Mercado y que los efectos de su generación sean predecibles por los restantes agentes del Mercado. Igualmente, para lograr este objetivo, EDELCA no puede estar en libertad de decidir unilateralmente el mantenimiento de su parque generador.

- El valor del agua dependerá de los costos variables de los generadores térmicos y los precios de combustibles a los que acceden (exógenos al sistema eléctrico), del costo de falla y de las características hidrológicas en el emplazamiento de las plantas hidroeléctricas. Teniendo en cuenta la posible aleatoriedad de las variables oferta y demanda, para su cálculo es necesario disponer de estadísticas hidrológicas, y pronósticos sobre la evolución del consumo, la disponibilidad del parque de generación, las restricciones de transmisión y los precios de los combustibles, entre otros.

Los agentes deberán aportar información para determinar la valorización del agua. En la medida que se incrementa la calidad de la información a utilizar, se incrementará la calidad del resultado y la eficiencia en el uso de la energía hidroeléctrica.

La diferencia de precios entre nodos se convertirá en señal de insuficiencia de capacidad de transmisión, y en consecuencia de necesidades de expansión de la transmisión.

$$\mathbf{PBE = CVT + VA + COR + \varepsilon}$$

Donde:

PBE: Precio de Balance de la Energía.

CVT: Costos Variables Térmicos.

VA: Valorización del Agua.

COR: Costo de Oportunidad del Racionamiento.

ε: Término de error.

El precio de la potencia tiene como objeto completar la remuneración de las unidades, en particular las marginales, de modo de cubrir sus costos fijos. En vista que la unidad marginal es típicamente una unidad de punta, en Latinoamérica es usual que el precio de la potencia esté asociado al costo de inversión de unidades de punta.

La garantía de suministro al usuario final (comercializado por el Distribuidor o Gran Usuario o Comercializador Especializado) presenta un requerimiento dado por:

- Su participación en la demanda de punta del SIN;

- La reserva asociada (servicios complementarios).

El cubrir esta demanda con seguridad requiere de un compromiso de disponibilidad de potencia futura. Para esto, cada Generador ofertará **la potencia efectiva disponible** como con un compromiso de suministro. Se entiende por **potencia efectiva disponible de largo plazo** a la potencia de una unidad generadora o central hidroeléctrica que el Generador compromete como disponible y se representa como un porcentaje de su potencia neta. Este porcentaje deberá ser calculado mediante un método a definir en el Reglamento de Administración del Mercado, con base en la disponibilidad histórica de la unidad. Adicionalmente, para las centrales hidroeléctricas, la potencia firme quedará limitada por la potencia que puede entregar durante el período de máxima demanda ante una condición de hidrología seca. Para crear señales de que exista suficiente potencia instalada y disponible, el diseño propuesto para contratos de potencia sólo autoriza a un Generador a vender potencia efectiva disponible de largo plazo.

Se propone que el consumo (el Distribuidor, el Gran Usuario y el Comercializador Especializado) cubra un porcentaje de sus requerimientos de capacidad en el Mercado de Contratos. Sin embargo, como siempre existirán diferencias entre la demanda real y la contratada, y entre la disponibilidad real y la comprometida en contratos, se conciliarán las diferencias en el Balance de Potencia. Las transacciones en el Balance de Potencia se calcularán cada día por la potencia disponible durante el período de máxima demanda del SIN, y la demanda registrada de punta.

5.3.- PROPUESTA DE MECANISMO DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE UN MERCADO MAYORISTA EN VENEZUELA

En una primera aproximación al Mercado Eléctrico Mayorista, es necesario conocer cual es el camino que queremos recorrer. El objetivo de este proyecto es lograr la creación de un mercado competitivo para la producción y venta de energía, como también incrementar la eficiencia económica del sector. Pero la existencia de situaciones de monopolio y poder de dominio en Venezuela hace que la libre competencia no garantice la prestación eficiente del servicio en términos económicos.

5.3.1.- Segmentación del Mercado

Como hemos señalado anteriormente, en algunos casos internacionales el proceso de apertura del Mercado Mayorista se realiza en varias etapas, por lo que recomendamos adoptar esta conducta para la liberalización del sistema eléctrico en Venezuela.

La segmentación del mercado debe comenzar con una etapa inicial donde los consumidores residenciales⁵³ continuarían pagando una tarifa única por el servicio de energía eléctrica, ya que el proceso de ajuste de los precios se haría paulatinamente, por medio de un acuerdo a largo plazo con las empresas generadoras hasta llegar al precio real del servicio. En cambio los no residenciales pagarían sus consumos al precio que el mercado fije y tendrían el derecho de escoger al proveedor de energía

⁵³ Para simplificar dividimos a los consumidores en dos grandes grupos: residenciales y no residenciales.

de mayor conveniencia. Luego, las etapas intermedias van a depender de la evolución del mercado en sus periodos rezagados, por lo que se formularían estando en práctica. Por último, en la etapa final se esperaría que cualquier consumidor⁵⁴ pueda tener la libertad de escoger al proveedor del servicio eléctrico de su preferencia a través de una bolsa de energía o por medio de un gran comercializador.

Los precios de la energía y la potencia que se subasten, en la etapa inicial, deben cumplir con ciertas condiciones para garantizar la eficiencia del mercado. Es evidente que en un mercado no debe haber un precio único para los servicios, ya que no habría necesidad de competir, aunque este concepto esta asociado a la estabilidad. En el caso de que se tenga un precio flotante puro se puede caer en el riesgo que tiendan a subir rápidamente causando una crisis energética. Las ventajas y desventajas de estos sistemas de fijación de precio nos han llevado a sugerir la adopción de un régimen híbrido, que llamaremos sistema de bandas tarifarias, o “crawling peg”⁵⁵.

5.3.2.- Bandas Tarifarias de la Energía Eléctrica en un Mercado Mayorista

Bajo la óptica del simple uso del sentido común, un sistema de bandas puede ser utilizado para una amplia variedad de propósitos, entre los cuales encontramos el sistema de bandas cambiarias⁵⁶ como el más conocido. Para el mercado de energía eléctrica las bandas funcionarían como una innovadora manera de limitar el comportamiento de los precios del servicio eléctrico en Venezuela.

⁵⁴ Residenciales y no residenciales.

⁵⁵ El ente regulador realiza ajustes periódicos en los límites de las bandas por efectos de la inflación.

⁵⁶ Sistema de bandas de fluctuación donde los Bancos Centrales limitan las fluctuaciones de los precios a un determinado intervalo.

El ente regulador establecería unas bandas que limiten el comportamiento de los precios en el mercado mayorista⁵⁷ del servicio eléctrico, dejándolos actuar libremente dentro de ellas. Si en algún momento el precio se acercara peligrosamente a los límites establecidos, el regulador deberá tomar participación en el mercado como un jugador más para evitar que se salga fuera de las bandas establecidas. El regulador formaría parte del mercado a través de una empresa del Estado conocida como CADAPE, que posee un gran poder de mercado, es decir que tiene la capacidad de influir en el precio del mercado, independiente de las acciones de otros generadores.

Un sistema de bandas puede funcionar de forma muy conveniente para producir un anclaje de los precios, sobre todo en condiciones en las cuales es necesario mantener cierta flexibilidad como variable de ajuste.

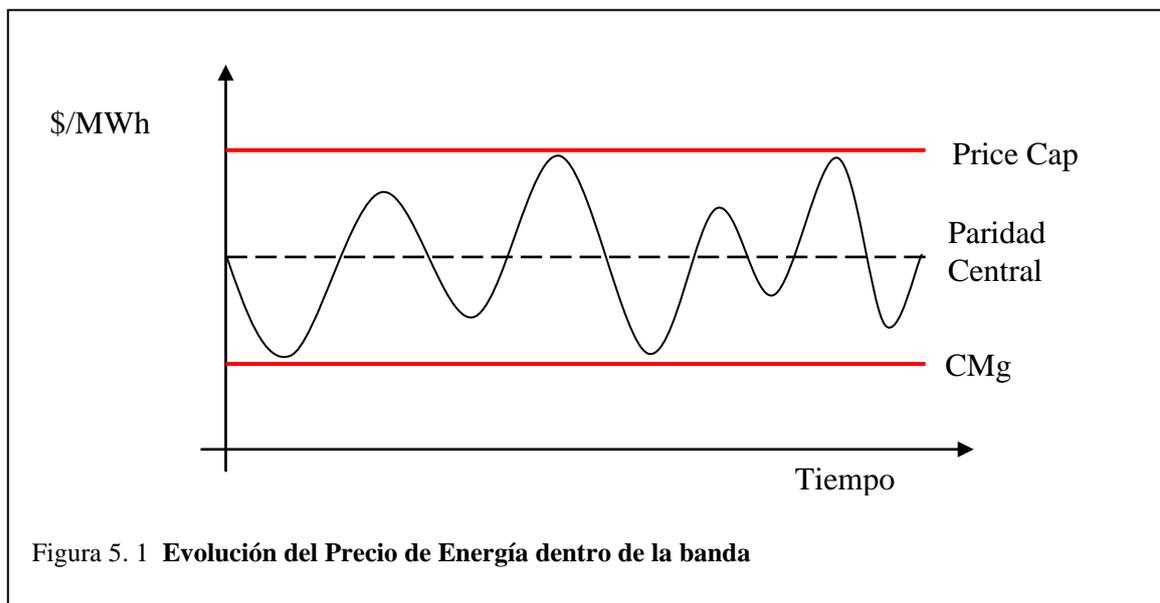
Teóricamente la implantación de un sistema de bandas requiere de la definición de tres aspectos fundamentales:

- 1.- La amplitud de la banda;
- 2.- La regla de desplazamiento de la paridad central; y
- 3.- La modalidad de intervención de la autoridad.

⁵⁷ La propuesta de mercado de energía eléctrica incluye contratos spot y contratos bilaterales. Los contratos bilaterales surgen para proteger a la bolsa de energía de las fluctuaciones de los precios spot y por ende la variabilidad de los ingresos/egresos del generador en el mercado. Un efecto inmediato de este tipo de contratos es que mientras mayor sea la cantidad comprometida en contratos, menor será el impacto de los precios spot en los ingresos del generador.

5.3.2.1.- La amplitud de la banda

La amplitud va a depender de que representa el límite superior y que el límite inferior de la banda. Para nuestro modelo el límite superior estaría representado por un Price Cap y el límite inferior lo definirá el costo marginal de la última empresa generadora de energía.



5.3.2.1.1.- Price Cap

El mecanismo regulatorio Price Cap constituye un sistema de incentivos capaz de lograr eficiencia por parte de la firma. Está caracterizado por los siguientes puntos:

- a.- El regulador fija un tope para los precios que puede cobrar la firma.

- b.- Los precios topes se definen para grupos de servicios ofrecidos por la firma regulada. Se puede expresar como índices de precios para estos grupos, y diferentes topes se pueden aplicar a cada grupo.
- c.- Estos índices de precios son ajustados periódicamente por un factor preanunciado, exógeno a la firma.
- d.- En intervalos más largos de algunos años, los factores de ajuste, grupos de servicios y los esquemas de ponderación para los índices son revisados y posiblemente cambiados.⁵⁸

$$PLS_t^e = PBE_{t-1}^e - X^t \pm \gamma$$

En términos por demás estilizados el mecanismo de price cap, que para nuestro caso correspondería al precio en el límite superior (PLS), funciona de la siguiente manera: en el momento de la transferencia de la empresa se fija un "precio base", que es aquella tarifa que en principio le daría a todas las empresas participantes en el mercado una tasa de ganancia "justa y razonable" (tal como se plantea en varios marcos regulatorios). A partir de allí la misma se ajusta periódicamente por la aplicación de un índice de precios domésticos que, en buena medida, tendería a reflejar las alteraciones en los precios de balance de la energía (PBE)⁵⁹. A ese índice de ajuste se le sustrae un determinado porcentaje definido como "factor de eficiencia" (X), con la finalidad de transferir a los usuarios los incrementos en la

⁵⁸ **Donoso, Jorge.** *Metodología Regulatoria Price Cap Aplicada a Distribución Eléctrica.* Pontificia Universidad Católica de Chile. 1999.

⁵⁹ Los precios de balance de la energía (PBE) son los mismos que se desarrollaron con más detalle en la sección anterior.

productividad y eficiencia de la empresa prestataria durante un lapso determinado y preestablecido. Esto significa que, por ejemplo, más allá de los ajustes periódicos que tienden a acompañar el proceso inflacionario, cada cinco años se revisarían las tarifas, período en el que todas las ganancias por eficiencia microeconómica son apropiadas por el monopolista brindándole, así, incentivos suficientes para mejorar la productividad y eficiencia de la empresa. La variable de naturaleza ínter temporal (γ) recoge todos aquellos costos de resultan ajenos a la empresa como lo son desastres naturales, guerras, nuevas regulaciones, etc.

Al momento de la revisión, el usuario del servicio se verá beneficiado en la medida en que esa eficiencia se transfiere a la tarifa, en tanto el coeficiente resultante se sustrae del derivado de las variaciones en los índices inflacionarios locales. En otras palabras, cualquiera sea el nivel de incremento de precios, siempre se garantizaría que las tarifas fueran decrecientes.⁶⁰ Este tipo de regulación se usa con frecuencia en el Reino Unido, Argentina, Chile, Uruguay.

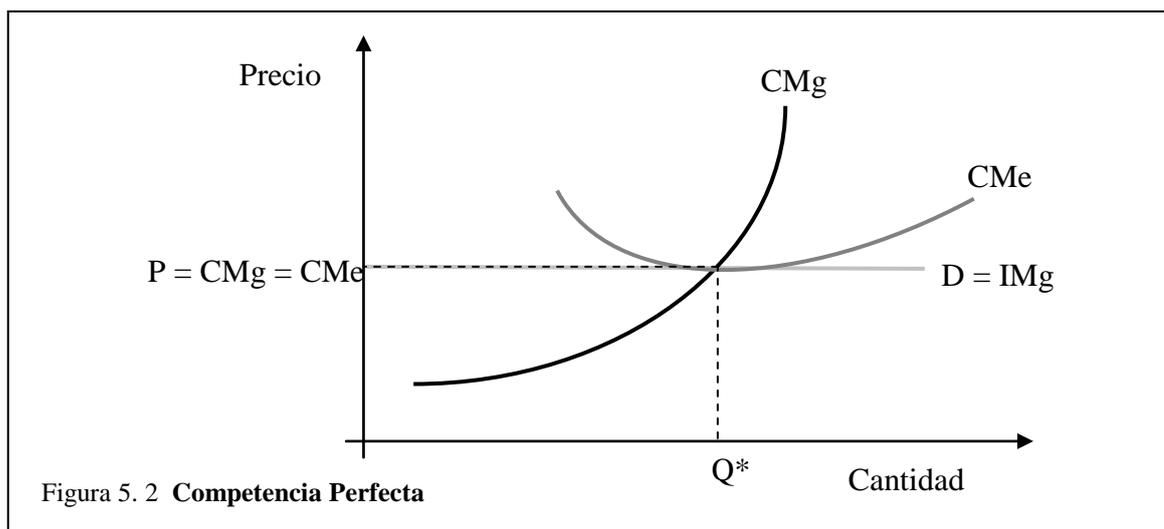
Las opciones dadas a las firmas deben ser cuidadosamente estructuradas y ligadas, incluso aquellas que no se eligen en el equilibrio, pues pueden influenciar el incremento de la eficiencia en los regímenes que intervienen en el equilibrio. Cabe señalar también que las opciones regulatorias que resultan óptimas en una industria, pueden resultar desastrosas en otras.

⁶⁰ **Aspiazú, Daniel (2002).** *Privatizaciones en la Argentina. La captura Institucional del Estado*

5.3.2.1.2.- Costo Marginal

Las tarifas que equilibren la oferta y la demanda en cada momento del tiempo deberían reflejar esta situación y, dado que el mercado de generación se asemeja a un mercado de competencia perfecta (a diferencia de las actividades de transporte y distribución que son monopolios naturales) la solución a la que debería llegarse y que maximiza el bienestar de la economía en su conjunto es aquella en la que el precio se iguala al costo marginal de generar un MWh adicional, es decir, el precio es igual al costo marginal ($P = CMg$).

Este análisis se basa en que los precios que optimizan el uso de los recursos en la economía considerada globalmente (consumidores más productores) deben ser los que resultan de maximizar la función de bienestar. Pero no se toma en cuenta la posibilidad de que con estos precios haya productores que no estén cubriendo sus costos fijos y de inversión, con lo cual podrían no estar recuperando las inversiones.



Sabemos que la curva de oferta en competencia perfecta es el tramo de la curva de costos marginales a partir del punto en que corta a la de costos medios (es decir, la cantidad donde el costo medio es mínimo). Si los precios se fijan de acuerdo con los costos marginales, el resultado será que para muchos generadores en el sistema, estos precios estarán excediendo el costo medio de manera tal de estar generando un margen que permite la recuperación de los costos de capital. En realidad, el último generador en entrar tiene un precio igual al costo marginal y a su costo medio ($P = CMG = CME$) con beneficios iguales a cero, mientras que todos los anteriores se apropian de una renta que les permite hacer frente a los costos de capital⁶¹.

Lo que se señala es que cuando el precio no sea fijado de la manera óptima (sobre todo en los casos en que queda por debajo del costo marginal del último generador que entra en servicio) se deja de generar el margen necesario para recuperar los costos de la inversión.

Si bien para el generador los costos marginales pueden estar calculados de la manera gráfica, esto no quiere decir que a nivel del sistema en su conjunto siempre se respete el orden ascendente de costos marginales que correspondería para abastecerlo.

5.3.2.2.- La regla de desplazamiento de la paridad central

La definición de la regla de desplazamiento de la paridad central si bien de forma correcta está definida en relación a una meta de inflación objetivo. La paridad central

⁶¹ La solución a la Ramsey es que con las exigencias de ingresos que una firma pueda enfrentar, en este caso, recuperar los costos de la inversión.

representa el precio real de equilibrio de largo plazo, y este se ajustará en la misma medida en que se ajuste la banda.

La regla de desplazamiento debe estar totalmente divorciada de la inflación pasada y la modalidad de intervención debe ser muy precisa y conocida por los agentes participantes en las subastas. Este último aspecto es esencial. La definición de una banda deja por sentado que la autoridad solo va a intervenir en los límites. Eso es precisamente lo que constituye el atractivo del sistema. En la medida que los agentes entiendan que cuando se toca uno de los extremos lo más probable que ocurra es que el precio de la energía se mueva hacia el interior de la banda, los agentes deben introducir esa información en sus expectativas. Explicado de manera un tanto más técnica, las expectativas de los agentes acerca del desenvolvimiento del precio, están condicionadas por la imposición de límites a la distribución de probabilidades que sirve de base para la formación de esas expectativas. Si esa regla de intervención no es explícita, poco sentido tiene el haber definido la banda de flotación.

5.3.2.3.- La modalidad de intervención de la autoridad

Como hemos mencionado anteriormente, una vez que el precio de la energía alcanza los límites de la banda, el regulador interviene con miras a evitar que el precio se aleje de ella. La pregunta que surge es ¿cómo puede el regulador intervenir en los extremos de la banda para empujar a los precios hacia la paridad central?, la solución que proponemos va a depender de que límite se va a manipular. Para cada uno de los casos presentamos las siguientes soluciones:

1.- Límite Superior: Subasta Ciega

2.- Límite Inferior: Ajustes por avances tecnológicos

5.3.2.3.1.- Subasta Ciega

Las subastas en el sistema más simple son aquellas en el cual se ajustan las cantidades de un bien. El emisor anuncia los términos de la emisión y las partes interesadas hacen propuestas para la emisión total⁶². Los generadores pueden ver cada detalle que el consumidor indique dentro de los requerimientos para participar en la subasta.

Para el caso de los mercados mayoristas de energía eléctrica en Venezuela, se le debe imponer a CADAFE este nuevo rol. Debido a que CADAFE, siendo una empresa generadora del Estado, tiene un alto porcentaje de participación en el mercado, por lo que se limitará a abastecer el consumo residencial, manteniendo el mismo esquema precio inicial además del incremento por ajuste acordado para llegar al precio real.

Lo interesante, es el papel que jugará CADAFE dentro de las subastas para consumidores no residenciales. Este sólo podrá entrar a la subasta como un jugador más, si el precio que se oferta está muy cerca del límite superior de la banda tarifaria. De esta manera haría presión a los otros generadores para que bajen sus precios y los acerquen al de la paridad central. Este tipo de subasta se conoce como “subasta ciega”, donde nadie sabe los resultados hasta el cierre de la transacción.

⁶² **Fabozzi, Frank; Modigliani y Ferry (1996).** *Mercados e Instituciones Financieras*. Edit. Prentice Hall. Pág. 307.

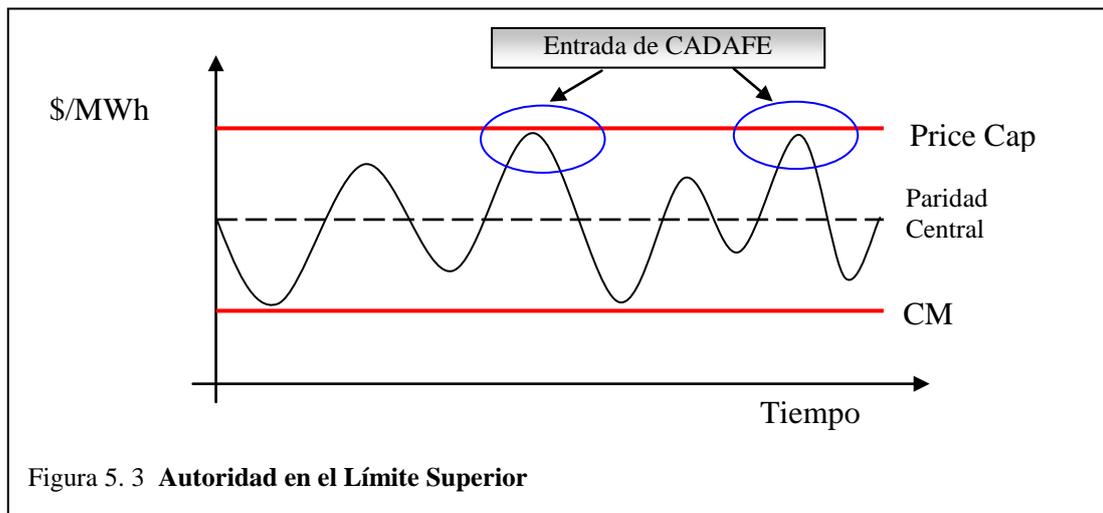


Figura 5.3 Autoridad en el Límite Superior

El objetivo de este tipo de subasta es el de mantener los precios por debajo del límite superior, evitando que los precios se mantengan muy altos, protegiendo de esta manera los consumidores no residenciales.

5.3.2.3.2.- Ajustes por Avances Tecnológicos

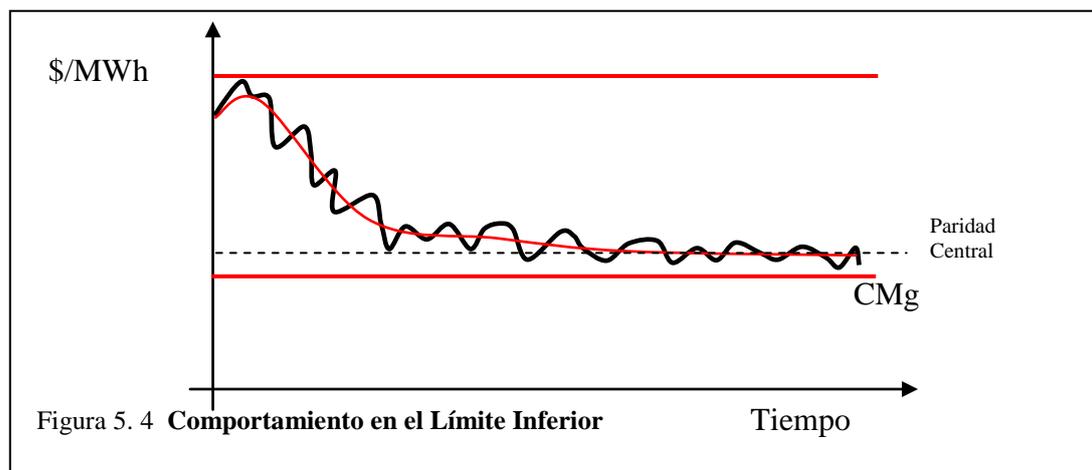
El límite inferior debe ser ajustado, por el regulador, en la medida que se desarrollen nuevas tecnologías que abaraten los costos de generación, hasta el punto donde el precio de la energía tienda a estabilizarse.

Bajo nuestro criterio, no se observa la existencia de riesgo de volatilidad a la baja del precio de la energía, por lo que no sería necesaria la intervención del regulador cuando estos se acerquen al límite inferior.

Por las experiencias internacionales hemos identificado que el comportamiento del precio de la energía tiene una tendencia a disminuir, debido a los avances tecnológicos y al aumento de la oferta. Lo que se espera es que el precio marginal de

la energía sea decreciente, es decir, que en el corto plazo el precio disminuya cada vez menos hasta que se estabilicen en el largo plazo, por lo que podemos inferir que la paridad central se encontraría muy cerca del límite inferior.

En el supuesto, como caso extremo, que existiera una excesiva oferta debido a un alto número de participantes en el mercado, que provoquen una rápida caída del precio de la energía, sí se estaría hablando de una vulnerabilidad del precio a la baja. Pero esto sólo se puede resolver con el cierre de cierta cantidad de generadoras, dejando en el mercado al número óptimo de proveedores, que sería definido por el regulador.



El modelo propuesto es una síntesis de experiencias internacionales adaptado a nuestro país. No podemos conocer *a priori* los inconvenientes que pueden surgir en la práctica, debido a que es un mecanismo totalmente nuevo para el sistema eléctrico venezolano y es vulnerable a los agentes reguladores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al diseñar una Bolsa de Energía es necesario tomar en cuenta que es un proceso dinámico en el que continuamente se está realizando ajustes, incorporando experiencias y afinando detalles, siempre y cuando garanticen su objetivo central de servir de foro para el funcionamiento de un mercado competitivo.

Las experiencias de otros países son una muy útil lección sólo cuando se está dispuesto a entender el contexto en el que dichas experiencias se han dado. La tendencia parece alejarse de las bolsas centralizadas y muy reguladas para dirigirse hacia aquellas que permitan al mercado resolver sus problemas.

Como en todo mercado competitivo la transparencia es un elemento crucial. Este aspecto es de particular importancia para el caso de mercados pequeños como los centroamericanos, en donde la participación en mercados regionales más grande se vuelve clave para el funcionamiento competitivo de sus mercados.

La elaboración y promulgación de una Ley y su respectivo reglamento no es un proceso sencillo y requiere de un profundo análisis de las condiciones del sistema eléctrico venezolano actual. Variables fundamentales como la integración vertical y horizontal de las firmas, tipo de generación, limitación del sistema transmisión, análisis sobre potenciales prácticas monopólicas, etc., deben ser consideradas para la elaboración de un mercado que cumpla con el rol social que le corresponde. El nuevo marco regulatorio debe ser capaz de entregar señales que incentiven la inversión en capacidad de generación y de reserva, remunerando adecuadamente

estas servicios para evitar, en lo posible, crisis energéticas que signifiquen racionamientos masivos de suministro.

El proyecto de Bolsa de Energía en Venezuela plantea elementos que son conceptualmente correctos para perfeccionar el modelo actual; la independencia del organismo del despacho de los generadores, la determinación de precios en base a ofertas libres, son factores que ayudan a transparentar los procesos de mercado. Sin embargo, en el proyecto de Ley se aprecia un alto grado de intervención por parte de la autoridad, lo que resulta contradictorio, ya que si se quiere liberalizar el sector hacia un ambiente más competitivo, debe ser el propio mercado el que se autorregule de acuerdo a los principios y mecanismos de la libre competencia justificándose la intervención de la autoridad sólo en forma de supervisión.

La alta concentración que presenta la generación en Venezuela, unido a la escasa holgura entre la capacidad instalada y la demandada, establecen exigencias al marco regulatorio de manera que la Bolsa de Energía no sea demasiado susceptible al poder del mercado. Surge entonces la necesidad de realizar una serie de propuestas que nos permitan suponer cuales son las consecuencias que un cambio en el régimen de despacho y en la modalidad de competencia pueda tener.

Aunque es cierto que gran parte de los usuarios finales no enfrentan tarifas diferenciadas según el costo real de generación, en la medida que los usuarios tengan una mayor elasticidad al precio de la electricidad, la demanda también podrá participar activamente en las subastas, ajustando y distribuyendo el consumo de manera que los precios efectivamente reflejen la disposición de los usuarios a pagar

por la energía. De esa forma se perfecciona la competencia y se mitigan potenciales abusos de poder de mercado.

Como mecanismo de fijación de precios para un Mercado Mayorista se propuso un sistema innovador de bandas tarifarias que consiste en limitar el comportamiento de los precios en competencia, dejando que estos fluctúen libremente dentro de ellas. Una característica importante de este modelo es la subasta ciega, donde se le otorgaría a CADAFE el papel interventor en el momento que los precios se acerquen peligrosamente al límite superior.

La propuesta de una Bolsa de Energía con un sistema de bandas tarifarias puede generar interesantes debates e investigaciones que apoyen o desaprobren nuestro modelo. Lo más importante es que pueda ser tomado en cuenta para el funcionamiento de un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en Venezuela.

No se debe olvidar que, independiente de la forma organizacional que adopte el mercado, la normativa debe velar por asegurar el suministro eléctrico de los consumidores a precios competitivos, tomando en cuenta la función que cumple el Estado como uno de los pilares en el desarrollo de la economía del país.

BIBLIOGRAFIA

- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. *Ley Orgánica del Servicio Eléctrico*. Gaceta Oficial No. 36.791, 1999.
- Aspiazu, Daniel (2002) *Privatizaciones en la Argentina. La captura institucional del estado* [Artículo en línea]. Disponible:
<http://www.iade.org.ar/esp/articulos/articulo%20189.html> [Consulta: 2003, Abril 11].
- Association of Power Exchanges. Atienza, Paulo (2001) *Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile* [Documento en línea]. Disponible:
www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/atienza.pdf [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Banco Central de Nicaragua (1996). *La Política Cambiaria del Banco Central de Nicaragua y la Estabilidad Macroeconómica*. Carta Económica. Volumen I, Número 2 [Documento en línea] Disponible en:
<http://www.bcn.gob.ni/publicaciones/cartas/febrero96.PDF>. [Consulta: 2003, Septiembre 29].
- Besant-Jones, John E. y Tenenbaum (2001) *Enseñanzas de la crisis de energía de California*. Revista Finanzas & Desarrollo [Revista en línea] Disponible en:
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2001/09/pdf/jones.pdf> [Consulta: 2002, Noviembre].

- CEPAL (2003). *Anuario estadístico de América Latina y el Caribe 2002*
[Documento en línea]. Disponible:<http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/5/12165/P12165.xml&xsl=/deype/tpl/p9f.xsl&base=/tpl/top-bottom.xsl> [Consulta: 2003, Octubre 06].
- Chao, Hung-Po – Wilson, Robert (1999) *Design of Wholesale Electricity Markets*. Electric Research Institute.
- CRE (2002) *Regulación electrónica: avances y tendencias*. Revista Transforma
[Revista en línea] Disponible en: www.cre.gob.mx/publica/transforma/0202.pdf
[Consulta: 2003, Abril 7].
- Domah, Preetum y Pollitt (2000) *The Restructuring and Privatization of the Electricity Distribution and Supply in England and Wales-A Social Cost Benefit Analysis*. [Documento en línea]. Disponible:
<http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/wp0007.pdf> [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Donoso, Álvaro (1998). *Inestabilidad financiera en Chile*. Revista Administración y Economía UC [Revista en línea] Disponible en:
<http://sol.facea.puc.cl/revista/verano98/editorial.html>. [Consulta: 2003, Septiembre 23].
- Donoso, Jorge. *Metodología Regulatoria Price Cap aplicada a distribución eléctrica*. Pontificia Universidad Católica de Chile. 1999.

- Dornbusch, Fischer y Startz (1998). *Macroeconomía*. Edit. Mc Graw Hill.
- *Ecenereformas* [Documento en línea]. Disponible:
<http://ainsuca.javeriana.edu.co/~publica/ecenereformas.pdf> [Consulta: 2003, Abril 9].
- Estache, Antonio y Rodriguez-Pardina (1998) *Light and Lightning at the end of the Public Tunnel-The Reform of Electricity Sector in the Southern Cone*.
[Documento en línea]. Disponible: <http://econ.worldbank.org/docs/366.pdf>
[Consulta: 2003, Marzo 18].
- Estache, Antonio; Rossi y Ruzzier . *The Case for International Coordination of Electricity Regulation-Evidence from the Measurement of Efficiency in South America.pdf*. [Documento en línea]. Disponible
http://www.aaep.org.ar/espa/anales/PDF_02/estache_rossi_ruzzier.pdf [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Fabozzi, Frank; Modigliani y Ferry (1996). *Mercados e Instituciones Financieras*. Edit. Prentice Hall.
- Fernández de Castro, J. y Tugores. J. *Fundamentos de Microeconomía*. Edt. McGraw Hill, 1992. *Informe Energético de América Latina y el Caribe 1999*.
[Documento en línea]. Disponible:
<http://www.olade.org.ec/InformeEnergetico/Documentos/2000/PanoramaEnergetico.pdf> [Consulta: 2003, Septiembre 29].

- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 20: Octubre 1997.
- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 21: Marzo 1998.
- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 24: Marzo 1999.
- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 25: Octubre 1999
- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 26: Diciembre 2000.
- *Interconexiones*, editado por CAVEINEL, No. 28: Diciembre 2002.
- Jamasb, Tooraj and Pollitt (2000) *Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities-Lessons from International Experience...*
[Documento en línea]. Disponible:
<http://www.netec.mcc.ac.uk/WoPEc/data/Papers/camcamdae0101.html> [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Littlechild, Stephen C. (2000) *A Review of UK Electricity Regulation 1999-2000*.
[Documento en línea]. Disponible:
www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/wp0026.pdf [Consulta: 2003, Marzo 18].
- López, Jimena (2002). *Estimación de los costos marginales para el mercado de generación eléctrica en Argentina*. Universidad del Cema. Magaldi, María Antonieta (1999). *Política de Competencia en el Sector Eléctrico*. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.procompetencia.gov.ve> [Consulta: 2003, Junio 20].

- Millán, Jaime (1999) *La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina*. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.iadb.org/sds/doc/jmillans.pdf> [Consulta: 2002, Octubre].
- Ministerio de Energía y Minas. *El Sector Eléctrico Venezolano*. [Documento en línea]. Disponible: http://www.mem.gov.ve/electr_historia.htm [Consulta: 2001, Marzo 18].
- Morandé, Felipe y Soto (1996). *El mercado de clientes no regulados en la Industria* [Documento en línea] Disponible en: http://www.ilades.cl/economia/Publicaciones/ser_inv/inv100.pdf . [Consulta: 2003, Enero 10].
- Ortega, Guillermo (1998). *La Banda*. Revista Electrónica Venezuela Analítica UC [Revista en línea] Disponible en: <http://www.analitica.com/archivo/vam1996.08/e&p5.htm>. [Consulta: 2003, Septiembre 29].
- Osinerg (2002). *Estudio para la fijación de Tarifas y Compensaciones del SST de Pago Compartido por Generación y Demanda*. [Documento en línea] Disponible en: http://www.cte.org.pe/resoluciones/pdf/RE1416-2002-Anexo_3.pdf . [Consulta: 2003, Febrero 26].
- Pagina Web de la Asociación de Bolsas de Energía. Disponible: <http://www.theapex.org>.

- Palacios, Luis Carlos (2000). *Confusión cambiaria*. [Artículo en línea]
Disponible en: <http://www.analitica.com/va/economia/opinion/5041288.asp>.
[Consulta: 2003, Octubre 01].
- Pindyck, Robert y Rubinfeld (1998). *Microeconomía*. Edit. Prentice Hall.
- Pistonesi, Héctor (2001) *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Serie Gestión Pública N° 15 [Documento en línea]. Disponible:
<http://www.eclac.cl/publicaciones/ilpes/9/lc11659p/sgp15.pdf> [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Procompetencia (1999). Formulación de políticas públicas de eficiencia y equidad en el sector eléctrico. [Documento en línea]. Disponible:
<http://www.procompetencia.gov.ve> [Consulta: 2003, Junio 17].
- Procompetencia (1999). *Ley para Promover y Proteger el Ejercicio de la Libre Competencia*. [Documento en línea]. Disponible:
<http://www.procompetencia.gov.ve> [Consulta: 2003, Junio 17].
- *Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica* (2001). [Documento en línea] Disponible en:
http://www.cne.es/pdf/legislacion/Resol_5Abril01.pdf . [Consulta: 2003, Enero 10].

- Rodnick, Hugh (2001). *Sistemas de Precios en Mercados Eléctricos Desregulados*. [Documento en línea] Ponencia presentada en el Seminario de Gestión Energética UTFSM, Chile. Disponible en: <http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/rudnicksegenel.pdf>. [Consulta: 2003, Mayo 19].
- Ruff, Larry E. (1999) *Competitive Markets: Why are They Working and How to Improve Them*.
- Seminario IEEE (2002, Diciembre). *Introducción a la regulación del Sector Eléctrico. Parte II* [Documento en línea]. Disponible en: iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/ [Consulta: 2001, Abril 09].
- Stiglitz, Joseph (1997). *La Economía del Sector Público*. Antoni Busch Editor.
- Stone & Webster Consultants, Mercados Energéticos S.A. y Consult Service. (2001). *Lineamientos Básicos Para el Diseños del Régimen Económico del Mercado Eléctrico de Venezuela*. Fundelec y MEM. [Consulta: 2003, Septiembre 09].
- UNESA (2000) *Informe Internacional No. 91* [Documento en línea]. Disponible: <http://www.unesa.es/PDF/reinounido.pdf> [Consulta: 2003, Abril 9].

- Vignolo y Zeballo (2002) *Transformación del sector eléctrico – Nuevas oportunidades para empresas y consumidores*. [Documento en línea]. Disponible: http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/transf_secelec_curso2002.pdf [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Von der Fehr, N.H.M y Harbord(1993) *Spot Market Competition in the UK Electricity Industry..* [Documento en línea]. Disponible: http://econpapers.hhs.se/paper/attosloec/92_3A09.htm [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Wolf, Fiona y Halpen (2001) *Integrating Independent Power Producers into Emerging Wholesale Power Markets...* [Documento en línea]. Disponible: <http://econpapers.hhs.se/paper/fthwobaco/2703.htm> [Consulta: 2003, Marzo 18].
- Wolfram, Catherine (1999) *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/wolfms.doc> [Consulta: 2003, Marzo 18].

ANEXO

ARTÍCULOS RELEVANTES DE LA LEY ORGANICA DEL SERVICIO ELECTRICO

Gaceta Oficial N°. 5.568 Extraordinario de fecha 31 de diciembre de 2001

DISPOSICIONES FUNDAMENTALES

Artículo 1. La presente Ley tiene por objeto establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el Territorio Nacional, constituido por las actividades de generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico, en concordancia con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional y con el desarrollo económico y social de la Nación.

Artículo 3. El Estado promoverá la competencia en aquellas actividades del servicio eléctrico dentro de las que sea pertinente, regulará aquellas situaciones de monopolio donde la libre competencia no garantice la prestación eficiente en términos económicos y fomentará la participación privada en el ejercicio de las actividades que constituyen el servicio eléctrico.

Parágrafo Único: El Estado se reserva la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroní, Paragua y Caura.

Artículo 6. El ejercicio de dos o más de las siguientes actividades: generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional y distribución, no podrá ser desarrollado por una misma empresa. La actividad de comercialización podrá ser desarrollada por distribuidores con sus usuarios con tarifa regulada, por generadores o por empresas especializadas en la comercialización de potencia y energía eléctrica.

Parágrafo Primero: El uso de las instalaciones de transmisión o distribución para fines no eléctricos deberá contabilizarse de forma separada, de manera que facilite la imputación de los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos relacionados con ese uso.

Parágrafo Segundo: Ciertas instalaciones de generación, por sus características, podrán ser exceptuadas de la obligación de separación.

Parágrafo Único: A los efectos de esta Ley, se entiende por gran usuario aquel cuya demanda de potencia y energía sea superior a un límite definido de acuerdo con esta Ley.

Artículo 8. Los intercambios internacionales de electricidad en alta tensión estarán sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con lo previsto en el Reglamento de esta Ley, así como de las instituciones pertinentes

del Poder Nacional. Estos intercambios no deberán desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía o de la potencia eléctrica en el mercado nacional.

Parágrafo Único: Los intercambios internacionales de electricidad se inscriben en los procesos de integración energética en América Latina y el Caribe y se corresponden con los marcos legales e institucionales de los países de la Región, con la optimización global de recursos y con la planificación operativa de los sistemas eléctricos nacionales.

DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 15. Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que tendrá a su cargo, por delegación del Ministerio de Energía y Minas, la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es un ente desconcentrado, con patrimonio propio e independiente del Fisco Nacional; gozará de autonomía funcional, administrativa y financiera en el ejercicio de sus atribuciones y estará adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

La sede de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica será la ciudad de Caracas y podrá establecer dependencias en otras ciudades del país, en coordinación con los respectivos Concejos Municipales para el caso de la actividad de distribución.

Artículo 16. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá actuar bajo los principios siguientes:

1. Proteger los derechos e intereses de los usuarios del servicio eléctrico;
2. Promover la eficiencia, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio, y el uso eficiente y seguro de la electricidad;
3. Velar porque toda la demanda de electricidad sea atendida;
4. Garantizar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los agentes del servicio eléctrico, otorgados por esta Ley;
5. Promover la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad;
6. Garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución;
7. Coordinar sus actuaciones con las autoridades municipales de conformidad con esta Ley.

DE LAS ACTIVIDADES DEL SERVICIO ELÉCTRICO

De la Generación

Artículo 24. El ejercicio de la actividad de generación de energía eléctrica está abierto a la competencia, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y de conformidad con esta Ley y demás normas que regulen la materia.

Parágrafo Único: La autogeneración, entendida como la actividad de generación eléctrica destinada al uso exclusivo de la persona natural o jurídica que la realiza, está exenta de esta regulación, con las excepciones establecidas en esta Ley.

Artículo 25. Las empresas que ejerzan la actividad de generación en el servicio eléctrico, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Declarar y poner a disposición del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico la totalidad de la potencia y energía de sus instalaciones y permitir su verificación;
2. Acatar las instrucciones del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico;
3. Cumplir las normas técnicas para la instalación y operación de sus plantas, dictadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
4. Someterse a las fiscalizaciones y auditorías que, conforme a las normas aplicables, ordene la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y suministrar la información que les sea requerida a estos efectos;
5. Informar al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico sobre las condiciones generales y técnicas de las contrataciones suscritas con otras empresas que ejerzan la actividad de generación, distribución, comercialización o con grandes usuarios, y registrar los contratos ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
6. Suministrar al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico la información necesaria para realizar la gestión del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Mayorista de Electricidad;
7. Recaudar las contribuciones especiales anuales de los usuarios del servicio eléctrico contempladas en esta Ley;
8. Todas las otras que establezca esta Ley y su Reglamento.

De la Transmisión

Artículo 27. El ejercicio de la actividad de transmisión está sujeto a concesión y se debe realizar de conformidad con esta Ley y demás normas que regulen la materia.

Artículo 28. La actividad de transmisión de electricidad deberá realizarse bajo los principios rectores de unidad del servicio para todo el territorio nacional, de coherencia en su operación por el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, de independencia respecto a la acción de los agentes del Servicio Eléctrico Nacional, de autonomía en cuanto a su operación y administración, y de no intermediación en las transacciones del mercado.

De la Gestión del Sistema Eléctrico Nacional

Artículo 32. La gestión del Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarse de manera centralizada, a fin de garantizar la óptima utilización de los recursos de energías primarias, producción y transporte de la energía eléctrica y de contribuir a la obtención de un suministro de electricidad confiable, económico, seguro y de la mejor calidad, de conformidad con esta Ley y demás normas que regulen la materia.

Artículo 34. Corresponde al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico las funciones siguientes:

1. Coordinar y gestionar la operación de los recursos de generación y transmisión puestos a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional;
2. Dictar la normativa general de sus funciones;
3. Solicitar la información necesaria a todos los agentes del servicio eléctrico, de acuerdo con esta Ley y con las normas que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
4. Suministrar al Ministerio de Energía y Minas y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica toda la información que se le solicite dentro del ámbito de su competencia;
5. Informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de las situaciones de emergencia, las fallas y los riesgos potenciales, de ámbito regional o nacional, en el Sistema Eléctrico Nacional;
6. Formular un Plan de previsión de contingencias, en el que se determinen los riesgos de accidentes e insuficiencias en el servicio, en consideración de los cuales se indicarán los medios eficientes para su atención, jerarquizando las necesidades públicas y estableciendo el orden de prioridades en el suministro de dicho servicio;

7. En caso de restricciones y emergencias en el Sistema Eléctrico Nacional, dirigir, gestionar y controlar los planes y la operación del restablecimiento de suministro de energía eléctrica, ordenando la conexión o desconexión de las unidades de generación y transmisión que considere necesarias y convenientes, haciendo prevalecer la seguridad del sistema antes que la economía del mismo;
8. Coordinar sus actividades con los centros de gestión de las empresas eléctricas;
9. Evaluar oportunamente la disponibilidad de capacidad de generación suministrada por las empresas;
10. Coordinar el uso de las interconexiones internacionales;
11. Informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las violaciones o conductas contrarias a esta Ley y a las normas que regulen la materia;
12. Efectuar estudios y análisis de la operación actual y futura del Sistema Eléctrico Nacional e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los resultados que sobre los mismos le sean requeridos por ella;
13. Autorizar y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de generación y de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional;
14. Recibir oportunamente el pago por sus servicios de los demás agentes del servicio eléctrico nacional;
15. Recibir y aceptar las garantías a que haya lugar, de parte de los agentes del Mercado Mayorista de Electricidad;
16. Realizar la conciliación de ofertas y demandas de energía para cada período de programación, de acuerdo con los precios que resulten de la comparación de ofertas;
17. Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deban realizarse por efecto de la participación de los agentes en el Mercado Mayorista de Electricidad y del precio final de la energía resultante del sistema;
18. Recaudar las contribuciones especiales anuales de los usuarios del servicio eléctrico contempladas en esta Ley;
19. Informar públicamente de la evolución y comportamiento del Mercado Mayorista de Electricidad;
20. Presentar al Ministro o Ministra de Energía y Minas, dentro de los sesenta (60) días siguientes al cierre de cada ejercicio anual, un informe de su gestión;

21. Las demás que establezca esta Ley y su Reglamento.

De la Distribución

Artículo 35. El ejercicio de la actividad de distribución de energía eléctrica está sujeto a concesión dentro de un área exclusiva y se debe realizar de conformidad con esta Ley y demás normas que regulen la materia.

Artículo 36. Las empresas de distribución de energía eléctrica tienen, entre otras, las obligaciones siguientes:

1. Prestar el servicio a todos los que lo requieran dentro de su área de servicio exclusiva, de acuerdo con esta Ley y con la normativa que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
2. Prestar el servicio de manera continua, eficiente, no discriminatoria y dentro de los parámetros de calidad y atención a los usuarios, de acuerdo a esta Ley y a la normativa que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
3. Ejecutar los programas de inversión y los de mantenimiento necesarios para garantizar la prestación del servicio en las condiciones requeridas;
4. Ejecutar los programas de inversión necesarios para la prestación del servicio eléctrico en los asentamientos urbanos que, dentro de su área exclusiva, no posean acceso a este servicio, en coordinación con las autoridades municipales correspondientes;
5. Permitir el libre acceso a la capacidad de transporte de sus redes a otros agentes del servicio eléctrico, de acuerdo a esta Ley y a la normativa que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
6. Acatar las instrucciones operativas que imparta el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico;
7. Registrar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico todas las contrataciones realizadas con otros agentes del mercado eléctrico;
8. Compensar los daños causados a sus usuarios como consecuencia de fallas en el suministro de energía eléctrica o mala calidad del mismo, de conformidad con esta Ley y su Reglamento;
9. Recaudar las contribuciones especiales anuales de los usuarios del servicio eléctrico contempladas en esta Ley;
10. Someterse al régimen de sanciones establecido en esta Ley;

11. Suministrar la información que le sea requerida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

12. Las demás que establezca esta Ley y su Reglamento.

De la Comercialización Especializada

Artículo 38. Las empresas especializadas en comercialización ejercen esta actividad bajo régimen de competencia, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y con las limitaciones establecidas en esta Ley. A los efectos de esta Ley, se entiende por comercialización la actividad de compra y venta de potencias y de energía eléctrica.

Artículo 39. Las empresas comercializadoras especializadas tienen las obligaciones siguientes:

1. Cumplir la normativa que, de conformidad con esta Ley, imparta la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

2. Registrar ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Centro Nacional de Gestión del Servicio Eléctrico todas las contrataciones realizadas con otros agentes del Mercado Mayorista de Electricidad;

3. Compensar los daños causados a sus usuarios como consecuencia de fallas en el suministro de energía eléctrica, de conformidad con esta Ley y su Reglamento;

4. Informar a sus usuarios sobre la tarifa que les sea más conveniente;

5. Constituir las garantías que establezca la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;

6. Recaudar las contribuciones especiales anuales de los usuarios del servicio eléctrico contempladas en esta Ley;

7. Someterse al régimen de sanciones establecido en esta Ley y su Reglamento;

8. Suministrar la información que le sea requerida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y por las autoridades municipales correspondientes;

9. Las demás que establezca esta Ley y su Reglamento.

DE LAS AUTORIDADES Y CONCESIONES

Artículo 43. Las empresas que ejerzan la actividad de generación, incluyendo la autogeneración y la cogeneración, así como la de comercialización especializada, requerirán de autorización previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Dicha autorización se emitirá a los fines de garantizar el cumplimiento de las normas técnicas de instalación y operación, en el caso de centrales de generación, y de las normas que regulan la actividad, en el caso de comercialización especializada.

La autorización se requerirá para el establecimiento de cada una de las centrales de generación, así como para la ampliación o modificación de la capacidad de las instalaciones existentes y para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional de instalaciones de generación de sistemas independientes.

Las autorizaciones serán otorgadas sin perjuicio de las habilitaciones y demás autorizaciones necesarias de acuerdo con otras disposiciones legales aplicables.

Parágrafo Único: La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá exceptuar de la obligación de obtener la autorización establecida en este artículo, a los propietarios de instalaciones de generación de electricidad que, en atención a sus características, no la requieran.

Artículo 44. El ejercicio de la actividad de transmisión, destinada a la prestación del servicio eléctrico, estará sujeto a concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas. La concesión se requerirá para cada nueva línea de transmisión, para la ampliación y modificación de las instalaciones de transmisión existentes y para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional de instalaciones de transmisión de sistemas independientes.

El otorgamiento de concesión para nuevas instalaciones de transmisión se hará en coordinación con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y de conformidad con esta Ley y su Reglamento.

Artículo 45. La realización de la actividad de distribución de energía eléctrica, requerirá de una concesión otorgada mediante un proceso de licitación pública, según el procedimiento establecido en esta Ley y su Reglamento.

El Poder Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, acordará conjuntamente con las autoridades municipales con jurisdicción en el área de la concesión, cuando fuere procedente, las modalidades y las condiciones de su otorgamiento.

DEL RÉGIMEN ECONÓMICO

Artículo 77. El régimen económico aplicable a las actividades destinadas a la prestación del servicio eléctrico nacional tendrá como finalidad el uso óptimo de los recursos utilizados en la prestación del servicio, en beneficio del consumidor, y la promoción, para las empresas, de una rentabilidad acorde con el riesgo de las actividades que realicen, en condiciones de operación eficiente.

Artículo 78. En el Mercado Mayorista de Electricidad se realizarán las transacciones de bloques de potencia y energía eléctrica que ocurran dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Podrán participar en este mercado los generadores, los distribuidores, los comercializadores especializados y los grandes usuarios y estarán sujetos a la competencia libre y abierta, cuyos beneficios deberán traducirse en mayor bienestar colectivo.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica establecerá los principios, metodologías y modelos que regirán la formación de los precios de transacción en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los agentes del servicio eléctrico nacional podrán presentar, en audiencias públicas, propuestas que promuevan mejoras en esos principios, metodologías y modelos y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de existir justificadas razones, procederá a modificarlos.

Artículo 79. El régimen tarifario aplicable en el Mercado con Tarifas Reguladas, estará orientado por principios de eficiencia económica, racionalidad energética, suficiencia financiera, neutralidad, estabilidad en el tiempo, simplicidad y transparencia. El régimen tarifario será establecido de conformidad con esta Ley y su Reglamento, y en particular deberá:

1. Estimular la eficiencia de las empresas y el uso racional de la energía;
2. Asegurar el mínimo costo del servicio compatible con la calidad y seguridad del suministro;
3. Considerar las diferencias razonables que existan en los costos de los distintos tipos de servicio, tomando en cuenta las modalidades de prestación, la ubicación geográfica de los usuarios y cualquier otra característica que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica califique como relevante;
4. Permitir a los transmisores y distribuidores en condiciones de operación eficiente, la obtención de una rentabilidad razonable comparable con actividades de riesgo similar.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica establecerá los principios, metodologías y modelos que definirán el régimen tarifario aplicable al Mercado con Tarifas Reguladas. Los agentes del servicio eléctrico nacional podrán presentar, en audiencias públicas, propuestas que promuevan mejoras en esos principios, metodologías y modelos y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de existir justificadas razones, procederá a modificarlos.

Artículo 80. La remuneración de la actividad de generación bajo condiciones de operación eficiente, que se realice en el ámbito del Mercado Mayorista de Electricidad deberá tomar en cuenta:

1. La energía eléctrica suministrada por cada unidad de generación, ordenada por el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico;
2. La garantía de potencia que cada unidad de generación preste efectivamente al sistema;
3. Los servicios complementarios necesarios para garantizar un suministro adecuado al usuario.

Artículo 81. La remuneración de la actividad de transmisión deberá permitir la retribución, en condiciones de operación y gestión eficientes que corresponda a cada agente, de los costos igualmente eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones y de otros costos necesarios para desarrollar la actividad, así como la obtención de una rentabilidad justa.

Artículo 82. La remuneración de la actividad de gestión del Sistema Eléctrico Nacional deberá permitir la retribución, en condiciones de operación y gestión eficientes, de los costos de inversión, operación y mantenimiento y de otros costos necesarios para desarrollar la actividad, así como la obtención de una rentabilidad justa.

Artículo 83. La remuneración de la actividad de distribución en todas sus fases deberá permitir la retribución, en condiciones de operación y gestión eficientes que corresponda a cada agente, de los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, de la gestión comercial con usuarios regulados, de la caracterización de la zona, de la calidad del servicio prestado y de otros costos necesarios para desarrollar la actividad, así como la obtención de una rentabilidad justa.

Artículo 84. La remuneración de la actividad de comercialización especializada será la que libremente se pacte entre las partes.

Artículo 85. Las tarifas que las empresas distribuidoras podrán aplicar a sus usuarios serán establecidas por el Ejecutivo Nacional, por órgano de los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, tomando en cuenta los siguientes elementos:

1. Los costos por concepto de compras y contrataciones realizadas en el Mercado Mayorista de Electricidad;
2. Los costos por la transmisión que reflejen su ubicación dentro del Sistema Eléctrico Nacional;
3. Los costos por la gestión del Sistema Eléctrico Nacional;
4. Los costos por la distribución en condiciones de máxima eficiencia;

5. Los costos por la gestión comercial;

6. Los costos de funcionamiento de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Parágrafo Primero: En la facturación a los usuarios se podrán incluir los intereses de mora calculados de acuerdo al Reglamento de esta Ley, y, de ser el caso, deberán ser incluidos los créditos por penalizaciones a las empresas eléctricas debidas a deficiencias en la calidad del servicio prestado y los reintegros a los usuarios. Dichos créditos quedarán establecidos en los contratos de servicio, cuyos modelos deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Parágrafo Segundo: La facturación al usuario deberá desglosarse para indicar al menos los elementos de costos citados, así como los montos correspondientes a los tributos que gravan el servicio de electricidad.

Parágrafo Tercero: Las donaciones o aportes efectuados por la República, los Estados, los Municipios o el sector privado para realizar extensiones o mejoras de las actividades del servicio eléctrico, no podrán tomarse en cuenta a los fines de la determinación de las tarifas.

Artículo 86. Las tarifas por el uso de las redes de transmisión y distribución, así como las correspondientes a la gestión del Sistema Eléctrico Nacional, serán establecidas por el Ejecutivo Nacional, por órgano de los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

DE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES

Artículo 89. Los agentes que participan en la prestación del servicio eléctrico serán objeto de sanciones hasta el dos por ciento (2%) de sus ingresos brutos en los doce (12) meses anteriores al mes de la infracción, por la comisión de cualesquiera de los siguientes hechos:

1. La suscripción de contratos de usuarios con tarifas reguladas en los que no se contemplen los requisitos y condiciones mínimos establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
2. El incumplimiento ocasional de las normas de calidad del servicio establecidas en los contratos de concesión;
3. El incumplimiento ocasional del deber de suministrar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la información que ésta solicite, en la oportunidad y en la forma en que hubiere sido solicitada;
4. El incumplimiento de la disponibilidad declarada de potencia y energía, sin causa justificada, por parte de los generadores;

5. El incumplimiento reiterado del consumo de energía demandada al Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, por parte de los distribuidores, comercializadores especializados y grandes usuarios;
6. El retraso injustificado o la actuación incorrecta en la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad;
7. El retraso injustificado en la información de los resultados de la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad;
8. El retraso injustificado en el suministro de la información necesaria para el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, de conformidad con esta Ley.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS Y FINALES

Artículo 111. Hasta tanto entre en funcionamiento el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, la operación y el control de las actividades de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional seguirán siendo ejercidas por la organización asociativa establecida en el Contrato de Interconexión celebrado el primero (1º) de diciembre de mil novecientos ochenta y ocho (1988) entre las empresas C.V.G. Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA), Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), C.A. La Electricidad de Caracas S.A.C.A. y C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), denominada Oficina de Operación de los Sistemas Eléctricos (OPSIS), en los términos establecidos en el citado contrato y con los recursos que en él se acordaron, siempre y cuando los acuerdos que se suscriban con posterioridad a la publicación de esta Ley, en el marco del mencionado Contrato de Interconexión, no contradigan lo establecido en ella.

Artículo 112. Mientras el Ministerio de Energía y Minas no establezca una nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas, los pliegos tarifarios vigentes a la fecha de publicación de esta Ley se seguirán aplicando a los usuarios de las empresas distribuidoras que presten el servicio. Una vez dado cumplimiento al artículo 6 de esta Ley, estas empresas deberán suscribir los contratos necesarios para garantizar el suministro adecuado de energía eléctrica que satisfaga la necesidad de sus usuarios. En ningún caso, la duración de tales contratos podrá exceder la fecha de inicio de funciones del Mercado Mayorista de Electricidad, previstas en esta Ley.

Las empresas que a la fecha de publicación de esta Ley, suministren energía a las empresas de distribución, deberán dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 6 de esta Ley, garantizando, de ser el caso, el suministro a los precios establecidos en los pliegos tarifarios vigentes. En todo caso, los mecanismos necesarios para garantizar el suministro estarán sujetos a regulación por parte del Ejecutivo Nacional, hasta tanto entre en funcionamiento el mercado de mayoristas de electricidad.

Artículo 118. La contratación en el Mercado Mayorista de Electricidad por un gran usuario, se realizará de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento de esta Ley. La apertura del Mercado Mayorista de Electricidad a esos usuarios deberá realizarse antes de tres (3) años, contados a partir de la publicación de esta Ley.

Mientras la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no establezca otro valor, el límite para calificar a los grandes usuarios será de cinco megavatios (5MW).

Artículo 119. Hasta tanto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no establezca otros valores, no estarán sujetas a autorización y estarán exentas de la obligación establecida en el artículo 43 de esta Ley, las instalaciones de autogeneración de hasta dos megavatios (2MW) y las centrales de generación en sistemas independientes de hasta cinco megavatios (5MW).