



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

APLICACIÓN DEL MODELO DE BOLSA DE ENERGÍA EN CHILE

PAULO ANDRÉS ATIENZA YÁÑEZ

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil en Industrias, con Diploma en Ingeniería
Eléctrica

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W

Santiago de Chile, 2001



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

APLICACIÓN DEL MODELO DE BOLSA DE ENERGIA EN CHILE

PAULO ANDRÉS ATIENZA YÁÑEZ

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

DAVID WATTS CASIMIS

JUAN CARLOS OLMEDO HIDALGO

Para completar las exigencias del título de
Ingeniero Civil en Industrias, con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile, 2001

A mis padres y hermanas por su apoyo
y compañía a la distancia

AGRADECIMIENTOS

Los más sinceros agradecimientos a todas las personas que colaboraron e hicieron posible este trabajo, en especial a Verónica y Paulina por el apoyo incondicional durante toda mi etapa universitaria.

En particular deseo agradecer a los profesores Hugh Rudnick y David Watts por el respaldo y el tiempo dedicado a la realización de este estudio.

También deseo manifestar mi gratitud al Sr. Juan Carlos Olmedo de Gener S.A., Sr. Pedro Gatica de Endesa S.A. y Sr. Eduardo Recordon de Transelec S.A. por sus comentarios y contribuciones en los temas tratados en esta memoria.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	viii
INDICE DE FIGURAS	ix
RESUMEN	x
ABSTRACT.....	x
I. INTRODUCCION	1
1.1. Estructura de la Memoria.....	1
II. ORGANIZACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS MAYORISTAS	3
2.1. Operación Física.....	3
2.2. Operación Económica.....	4
2.3. Operación Comercial	5
2.4. Modelos de Organización.....	6
2.4.1. Modelo Verticalmente Integrado	8
2.4.2. Modelo Pool.....	10
2.4.3. Modelo de Contratos Bilaterales Físicos.....	12
2.4.4. Modelo Bolsa de Energía - Operador Independiente del Sistema	14
2.5. La Situación en el Mundo	16
III. DESCRIPCION DEL MERCADO ACTUAL CHILENO	18
3.1. Organización.....	18
3.2. Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)	20
3.3. Sistemas Eléctricos Interconectados Chilenos.....	24
3.3.1. Sistema Interconectado del Norte Grande	25
3.3.2. Sistema Interconectado Central.....	26
3.3.3. Sistema de Aysén.....	28

3.3.4. Sistema Magallanes.....	28
3.4. Marco Regulatorio y Jurídico.....	29
3.5. Régimen Tarifario	33
IV. LA BOLSA DE ENERGÍA (BE).....	35
4.1. Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema.....	35
4.1.1. Operador Independiente del Sistema	36
4.1.2. Bolsa de Energía.....	37
4.2. Funcionamiento de la Bolsa de Energía	42
4.2.1. Operación Bajo el Principio de Precio de Equilibrio de Mercado	42
4.2.2. Consideraciones del Modelo	43
4.2.3. Formatos de las Ofertas	44
4.3. Separación de Funciones entre la BE-ISO	45
4.4. Mercados Operados por las BBEE	47
4.4.1. Mercado Intradía	48
4.4.2. Mercado Diario	48
4.4.3. Contrato de Bloques de Energía Forward	49
4.4.4. Mercados en Tiempo Real y Servicios Auxiliares	50
4.5. Compromisos en la Bolsa de Energía.....	51
4.6. Proceso de Liquidación y Conciliación.....	52
4.7. Relación Bolsa de Energía con los Contratos Bilaterales.....	52
4.8. Experiencia Internacional.....	55
4.8.1. California	55
4.8.2. Inglaterra y Gales	58
4.8.3. Colombia	60
4.8.4. Países Nórdicos.....	61
4.8.5. España	64
4.8.6. Comparación entre los Mercados.....	66
V. ANÁLISIS DE LA BOLSA.....	70
5.1. El Poder de Mercado.....	70
5.2. Teoría de Juegos y Simulaciones.....	71
5.2.1. Análisis de Concentración	71
5.2.2. Modelos de Equilibrio de Oligopolios no Cooperativos.....	72

5.2.3. Simulaciones Detalladas de Costos de Producción.....	74
5.2.4. Índice de Lerner.....	75
5.2.5. Consideraciones Dinámicas y Limitaciones de los Modelos	75
5.3. Como se Ejerce el Poder de Mercado.....	77
5.4. Consecuencias del Poder de Mercado.....	78
5.5. Poder de Mercado en Sistemas Eléctricos Hidrotérmicos.....	79
5.5.1. Simulaciones de Mercados Hidrotérmicos	79
5.6. Mitigación de Poder de Mercado	84
5.6.1. Contratos Bilaterales	84
5.6.2. Precios Topes (Price Caps).....	85
5.6.3. Facilitar la Elasticidad en la Demanda	86
5.6.4. Fomentar la Entrada de Nuevos Participantes	87
5.6.5. Inversión en Capacidad de Transmisión.....	87
5.6.6. Cambios en la Legislación	87
5.7. Conclusiones.....	89
VI. LA BOLSA DE ENERGÍA EN CHILE	91
6.1. Análisis del Anteproyecto de Ley General de Servicios de Eléctricos.....	92
6.2. Fundamentos de los Cambios a la Ley.....	93
6.2.1. Elementos Centrales de la Reforma Propuesta	95
6.2.2. Visión de la Autoridad sobre el Mercado de Energía Eléctrica	97
6.2.3. Instituciones, Funciones y Mecanismos que Constituirán el Mercado	100
6.3. Escenarios, Preguntas y Comentarios al Proyecto de Ley.....	107
6.3.1. Artículos 74° - 75° : Relativos a las Disposiciones Generales.....	107
6.3.2. Artículos 76° – 79°: Mercado de Corto Plazo y Bolsa de Energía.....	110
6.3.3. Artículos 84° – 88°: Operación de los Sistemas Interconectados	113
6.3.4. Análisis de las Razones que Ameritan las Reformas.....	116
6.4. Comparación con Mercados Internacionales.....	122
6.4.1. Concentración de Mercado.....	122
6.4.2. Contratos Bilaterales	125
6.4.3. Poder de Mercado Hidráulico	130
6.4.4. Importancia de los Sistemas de Transmisión.....	133
6.5. Aportes y Comentarios.....	138
6.6. Conclusiones y Comentarios Finales	140

VII. BIBLIOGRAFIA143

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1: Participantes del CDEC	23
Tabla 3.2: Información Operativa del Sistema Magallanes en el año 2000.....	28
Tabla 4.1: Bolsas de Energía en el Mundo	41
Tabla 4.2: Operadores del Sistema en los Países Nórdicos	64
Tabla 4.3: Descripción de los Mercados Mayoristas	67
Tabla 4.4: Características de la Transmisión.....	69
Tabla 6.1: Restricciones de Transmisión en el SIC.....	137

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Modelos Organizacionales de Mercados Eléctricos.....	6
Figura 2.2: Sistema Verticalmente Integrado.....	8
Figura 2.3: Modelo Pool.....	10
Figura 2.4: Modelo Contratos Bilaterales	12
Figura 3.1: Modelo Pool Chileno	22
Figura 3.2: Participación de Mercado en el SING según Potencia Instalada.....	25
Figura 3.3: Participación de Mercado en el SIC según Potencia Instalada.....	26
Figura 4.1: Modelo Organizacional BE - ISO.....	36
Figura 4.2: Operaciones en la Bolsa de energía	39
Figura 4.3: Precio de Equilibrio de Mercado	43
Figura 4.4: Mercados Eléctricos Mayoristas.....	47
Figura 4.5: El Mercado Eléctrico Nórdico.....	53
Figura 5.1: Costos vs. Nivel Final del Embalse	80
Figura 6.1: Índice de Concentración HHI para Distintos Mercados.....	122
Figura 6.2: Participación de Contratos Fuera de Bolsa en los Mercados	125
Figura 6.3: Participación de Generación Hidráulica en los Mercados.....	130
Figura 6.4: Restricciones de Transmisión en el SIC.....	136

RESUMEN

Durante la segunda mitad de la década de los 90, el proceso de desregulación de los mercados eléctricos evolucionó hacia nuevas formas organizacionales. Surgen las llamadas bolsas de energía, aprovechando elementos de los pools y los contratos bilaterales, las dos escuelas tradicionales que postulan la liberalización del mercado. Chile no ha estado ajeno a esta corriente y en el proyecto de ley de servicios eléctricos, la autoridad reguladora, plantea un cambio en la estructura organizacional del mercado eléctrico chileno. Se crean la bolsa de energía y un operador independiente del sistema, entes llamados a reemplazar en sus funciones al actual CDEC (Pool chileno).

En el presente documento se realiza una descripción de la operación del modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema, sus funciones, atribuciones, ventajas en términos de transparencia, mercados que operan y cuales han sido los resultados a la fecha, colocando especial énfasis en como han evolucionado los mercados bajo esta estructura. Basado en la reestructuración del sector eléctrico en California, Inglaterra/Gales, los países nórdicos, entre otros, y considerando las características del mercado local se hace un análisis sobre las principales implicancias que un cambio en el mecanismo de despacho puede significar en el sector. Temas como el poder de mercado, la concentración horizontal en la generación, la eliminación del pago por capacidad y las restricciones de transmisión, son aspectos que deben ser cuidadosamente analizados en el diseño del mercado, considerando el efecto que estos factores pueden tener en la competitividad del sector.

El proyecto de bolsa de energía en Chile plantea elementos que son conceptualmente correctos para perfeccionar el modelo actual; La independencia del organismo de despacho de los generadores, la determinación de precios en base a ofertas libres y no costos, son factores que ayudan a transparentar los procesos de mercado, evitando controversias y disminuyendo las barreras de entrada al sector. Sin embargo la vulnerabilidad que puede presentar el modelo a prácticas monopólicas individuales y colectivas, hacen que este tipo de reformas no sean aconsejables mientras las condiciones de competencia en el sector no mejoren.

ABSTRACT

During the second half of the 90s, the electricity markets deregulation process evolved toward new organizations models. The power exchanges showed up, picking aspects of the pools and the private bilateral contracts, two of the traditional structures of deregulated markets. Chile has not been absence from this process and in the new law project the regulator, suggests a change in the organization structure The Chilean pool (CDEC) is replaced by a power exchange and an independent system operator.

This research shows and explains the concept of power exchanges and the independent system operator, paying special attention to issues related to this kind of structure and how the markets managed by the PX – ISO had evolved. Reviewing the experience of California, England/Wales, Nordic countries, among others, and considering the local market characteristics, an analysis about the change of the dispatch rules and the main consequences is done. Topics like market power, vertical integration, capacity payment elimination and transmission constrains, must be analyzed in a market design, considering the impact this topics may have in the competition within the industry.

The Chilean power exchange project, suggests changes that aim in the right direction to improve the actual model; the independence of the dispatch organization, the pricing process based on bids instead of costs, help to increase the market transparency, avoiding argument between the agents and diminishing the entrance barriers. However this kind of reforms are not advisable, unless the actual conditions of the Chilean markets change and the monopolist behavior is not a current threat.

I. INTRODUCCION

Durante las últimas dos décadas y principalmente durante los años 90 se comenzaron a vivir importantes cambios en la organización y el funcionamiento de los mercados eléctricos mundiales. Las razones que gatillaron esta revolución en el sector son varias; entre ellas se pueden destacar la búsqueda de eficiencia y libre competencia en un sector que tradicionalmente estaba en manos estatales, el desarrollo de nuevas tecnologías en generación que permitieron disminuir las economías de escalas y fundamentalmente la creación de programas computacionales que permiten determinar en forma más exacta las interacciones en el sistema.

La reestructuración de los mercados enfatiza la competencia en generación y en servicios de comercialización, manteniendo la operación de las redes de transmisión y distribución como monopolios naturales. El desafío de las instituciones que participan en esta nueva organización es brindar un sistema que fomente la libre competencia sin dejar de lado los requerimientos técnicos de los sistemas.

Se debe mencionar que la mayoría de los países en que se han desarrollado los procesos de desregulación, se encuentran en una etapa de transición entre los antiguos monopolios y las nuevas estructuras. Razón por la cual resulta de sumo interés seguir los acontecimientos de esos mercados, pensando en que el mercado eléctrico chileno se encuentra viviendo un periodo de cambios sustanciales como el ingreso de capitales foráneos a las principales empresas del sector, la posible interconexión eléctrica con Argentina, el nuevo proyecto de ley para servicios eléctricos, entre otros. Estos parecen ser argumentos suficientes para observar con atención la experiencia de otros países en este tipo de procesos y sacar las conclusiones pertinentes.

1.1. Estructura de la Memoria

Este documento está dividido en seis capítulos, que abordan diversos temas relacionados con la aplicación del modelo de bolsa de energía en Chile.

En el capítulo I, a modo de motivación, se explican las razones del porque es necesario hacer un seguimiento de las experiencias internacionales en la materia de las bolsas de energía y los cambios que está experimentando el sector eléctrico en Chile.

El capítulo II, hace referencia a los principales procesos que rigen el mercado eléctrico, las alternativas de organización que presentan los mercados mayoristas de energía eléctrica y hacia adonde apuntan los cambios que se están produciendo en la actualidad.

El mercado chileno y su forma organizacional vigente son descritos en el capítulo III, colocando especial atención en el funcionamiento del CDEC, ente que bajo la nueva concepción del mercado sería sustituido por la bolsa de energía y un operador independiente del sistema.

A continuación en el capítulo IV, se detallan las características fundamentales de la operación de una bolsa de energía, profundizando temas como su funcionamiento, mercados operados, procesos de liquidación, la relación con el operador del sistema, entre otros.

En el capítulo V, se aborda el principal fenómeno que afecta en las bolsas de energía como es el poder de mercado, explicando como se ejerce, las consecuencias, herramientas para mitigarlo y el uso de simulaciones para cuantificar el verdadero efecto de prácticas monopólicas al interior del sector.

Finalmente en el capítulo VI se hace referencia directa a las principales reformas que plantea la autoridad en el proyecto de ley general de servicios eléctricos, analizando en mayor detalle el articulado que involucra directamente a la bolsa de energía. Adicionalmente se incluye un análisis, basado en la experiencia internacional, que pretende hacer un llamado de atención sobre las posibles consecuencias que pueden tener un cambio en el régimen de competencia como el que pretende introducir la autoridad.

II. ORGANIZACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS MAYORISTAS

Si bien al interior de los mercados eléctricos es posible encontrar distintas formas de organizar los intercambios físicos y comerciales entre los agentes, 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. Operación Física

Desde el punto de vista de la operación se reconocen una serie de condicionantes que son propias del mercado eléctrico:

- a) La imposibilidad o excesivo costo del almacenamiento
- b) La necesidad de mantener el equilibrio permanente entre la generación y la demanda
- c) Requerimientos de estabilidad y confiabilidad del sistema
- d) Dependencia de la hidrología, en el caso de los sistemas hidroeléctricos.

Para poder lidiar con estas restricciones es necesario que los agentes se coordinen de manera de hacer factible la operación. Los objetivos que persiguen la coordinación pueden ser variados sin embargo los más recurrentes desde el punto de vista físico suelen ser la estabilidad y confiabilidad del sistema.

La entidad responsable de la operación física tendrá tres variables de decisión que deben ser administradas para asegurar el funcionamiento del sistema [Chao99]:

- 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 permitan enfrentar contingencias, asegurando la estabilidad y confiabilidad del sistema.

La responsabilidad de administrar estas variables, es usualmente asumida por una entidad autónoma llamada operador del sistema, que dependiendo de la organización del mercado puede asumir funciones adicionales. En sistemas altamente centralizados el ISO 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 ISO sólo la función de transmisión y el despacho de unidades se realiza por medio de mercados de energía.

2.2. Operación Económica

Tradicionalmente se suele decir que la operación económica de los sistemas tiene por objetivo minimizar el costo total del sistema desde el punto de vista social. Este proceso puede organizarse de dos maneras, en forma centralizada o descentralizada, dependiendo de la organización que tenga el mercado. Ambas formas representan los postulados de las dos escuelas tradicionales de organización de mercados eléctricos. Por un lado se encuentran aquellos que piensan que 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. Por el contrario la forma 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. El óptimo se espera alcanzar por medio de los mecanismos de mercado y la competencia al interior del sector.

Adicionalmente la operación económica del sistema debe satisfacer 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.

Sin embargo existen consideraciones que van más allá de las teorías microeconómicas. En efecto la operación económica encierra variables del tipo estratégico, como son las señales que se entregan al mercado, así como el uso eficiente de recursos. En particular en el caso de sistemas predominantemente hidrotérmicos, donde la estocacidad de los recursos hídricos y su acumulación en embalses, agregan una variable intertemporal a la operación económica [Pereira98].

2.3. Operación Comercial

Como consecuencia de la operación económica surge la necesidad de crear y administrar mecanismos que permitan regular los intercambios comerciales entre los agentes del mercado. Esta exigencia se ve acentuada producto de los procesos de desregulación que han afectado a los mercados eléctricos alrededor del mundo, donde la creación de competencia en el sector, por medio del ingreso de capitales privados al sector, requiere el funcionamiento de procesos de liquidación de las obligaciones contraídas por los agentes.

En el caso de los mercados centralizados las tres funciones recaen sobre un sólo organismo, típicamente un ISO con mayores atribuciones. Por el contrario en los mercados descentralizados sólo la función de administrar el sistema recae sobre el ISO. La operación económica y la comercial son asumidas por un Pool o una Bolsa de Energía (BE).

2.4. 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 presentan las alternativas de organización que se pueden encontrar dependiendo de las características de los mercados:

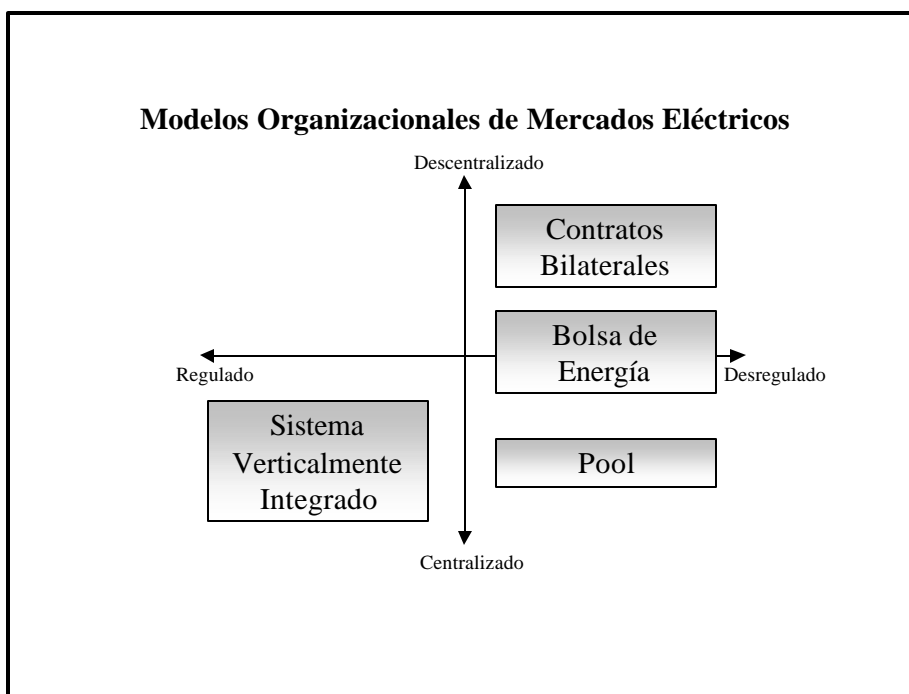


Figura 2.1: Modelos Organizacionales de Mercados Eléctricos

Cabe destacar que estas formas 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, en particular en lo que respecta a los espacios de tiempo en que operan. Un pool es inherentemente un mercado para transacciones físicas, haciéndolo apropiado e incluso necesario para operación en tiempo real. Por otro lado las bolsas de

energía (BE) y contratos bilaterales son esencialmente mercados forward. Los diseños que se emplean en cada lugar 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. En el caso de la mayoría de los países sudamericanos, un pool centralizado como organización es una elección natural, producto de la organización histórica del mercado eléctrico proveniente de antiguos monopolios estatales.

2.4.1. Modelo Verticalmente Integrado

Tradicionalmente los sistemas eléctricos han sido administrados por monopolios que han estado a cargo de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Para encontrar la razón de esta elección de modelo organizacional, basta remontarse a los orígenes de los sistemas eléctricos.

En un comienzo los sistemas eran pequeños, con sólo unas cuantas unidades de generación que eran administradas centralmente, con el tiempo estos sistemas crecieron y se interconectaron con otros. Sin embargo aún 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:

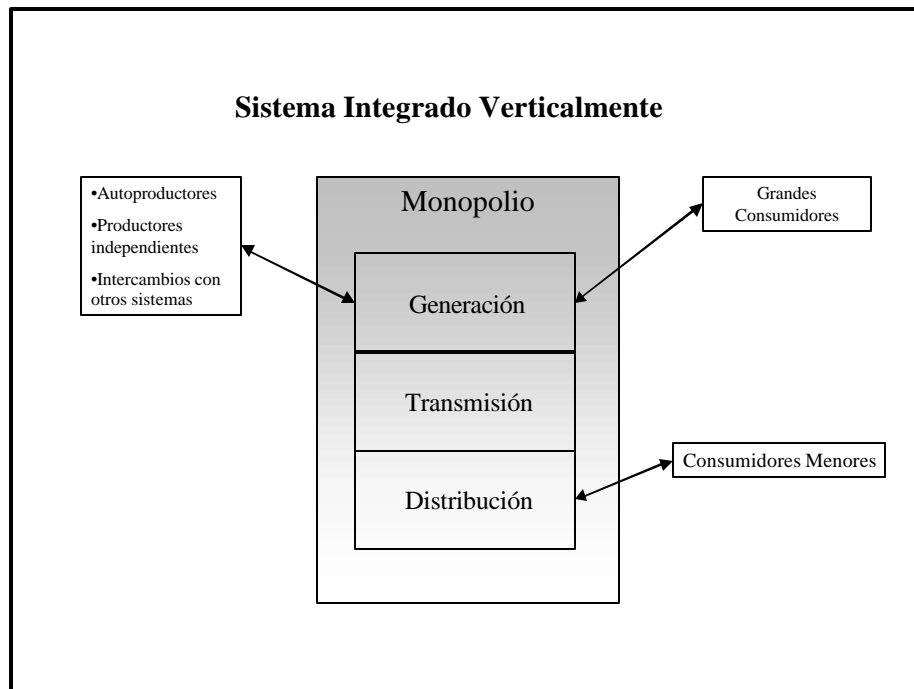


Figura 2.2: Sistema Verticalmente Integrado

Este modelo fue ampliamente aceptado hasta fines de los años 70s, cuando economías de escala en generación restringían la posibilidad de competencia en el sector. Actualmente se piensa que la razón que retardo este cambio no fueron las economías de escala, si no lo difícil que resulta cuantificar las interacciones en la red [Ruff99].

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 hacen infactibles la creación de competencia y la rentabilidad del negocio. Usualmente estos sistemas deben ser subvencionados para su construcción y operación.

2.4.2. Modelo Pool

Son una herencia 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 intervención en lo que respecta a la programación y despacho de unidades. El sistema se opera en forma centralizada como si tuviese un único dueño. A diferencia de las bolsas, los pools 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, Nueva Inglaterra, Argentina, etc.:

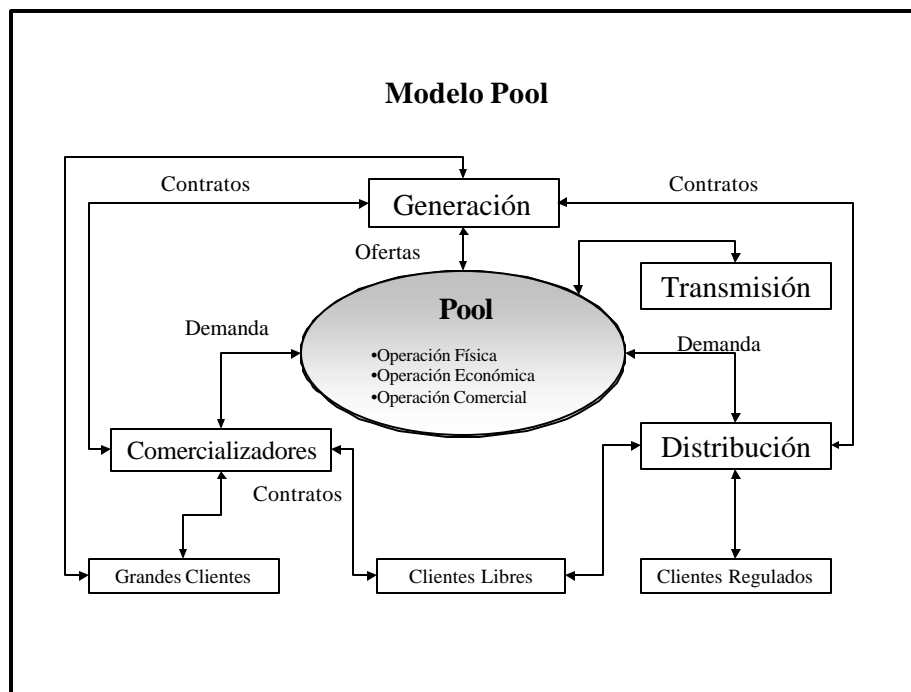


Figura 2.3: Modelo Pool

El funcionamiento de los pools se basa en un robusto programa computacional que decide en gran medida y con un nivel de detalle importante, todos los aspectos de la operación y el despacho de las unidades. El programa no es sólo un flujo óptimo de potencia si no que también incluye especificaciones operacionales como capacidad disponible, mínimos operativos, nivel de embalses, estructuras de costos y pronósticos de demanda. El precio obtenido a partir de la simulación no es un PEM¹ producto de la casación de oferta y demanda si no corresponde al precio sombra del sistema y sus restricciones.

La ventaja que se aprecia en un sistema administrado por un pool es el estrecho nexo que se presenta en todos los aspectos de la operación del sistema. Esto debiese traducirse una mayor eficiencia productiva. Las desventajas de este modelo radican en la completa centralización que hace obligatoria la participación de los agentes y el acatamiento de los programas de despacho. En la medida que los criterios usados para optimizar el sistema no sean compartidos por determinados sectores del mercado, los resultados de esta centralización pueden ser una señal que inhiba la entrada de nuevos agentes al mercado debido a la baja participación en la toma de decisiones.

¹ Precio de Equilibrio de Mercado

2.4.3. Modelo de Contratos Bilaterales Físicos

Los contratos bilaterales forman un mercado donde las transacciones se realizan directamente entre un vendedor y un comprador estipulando 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:

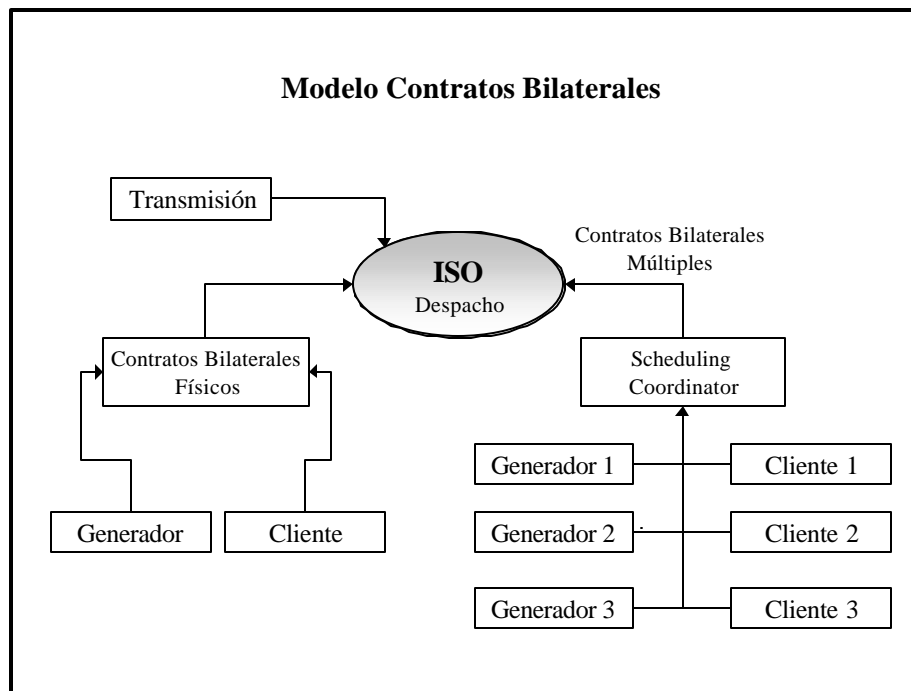


Figura 2.4: Modelo Contratos Bilaterales

Si bien la evidencia empírica indica que los mercados bilaterales físicos no son menos eficientes ni competitivos que las bolsas o los pools, en el caso concreto de los mercados eléctricos la celebración de contratos de comercialización de energía, da origen a una demanda derivada en los mercados de transmisión y servicios secundarios[Chao99]. Esos mercados necesariamente requieren de una administración coordinada, por lo que el

modelo de contratos bilaterales no garantiza una solución factible ni óptima para estos mercados, debido a su carácter de solución individual para cada uno de los agentes. Esto significa que necesariamente debe haber un ente que valide las transacciones de manera que éstas sean compatibles con las restricciones de transmisión. Por este motivo los contratos bilaterales surgen como complementadores naturales de tanto bolsas de energía como pools.

La naturaleza y condiciones que pueden adoptar los contratos bilaterales son variables y se suelen dividir en dos grandes categorías: los contratos físicos y los financieros. La diferencia esencial de ambos es la motivación que se busca al firmarlos. Mientras los primeros se firman 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, los segundos tienen por objetivo protegerse de las fluctuaciones de los precios, sin comprometer unidades específicas, si no abriendo la posibilidad que la energía sea suministrada por un tercero.

2.4.4. Modelo Bolsa de Energía - Operador Independiente del Sistema²

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 la Bolsa de Energía (BE) o Power Exchange (PX) y el Operador Independiente del Sistema (ISO).

Bajo esta forma de organización son los propios agentes, principalmente los generadores, quienes toman sus decisiones de generación por medio de lo que se conoce como el autodespacho³.

2.4.4.1. La Bolsa de Energía (BE)

La BE, es un foro típicamente virtual, donde concurren tanto generadores para ofertar su producción, como comercializadores y grandes consumidores para transar libremente la energía.

La BE se encarga de realizar la operación económica y comercial, estableciendo los precios de equilibrio de mercado producto de la casación entre las ofertas suministrada por los generadores y la demanda agregada del sistema. Además, funciona como contraparte de las transacciones estableciendo reglas y garantías de cumplimiento de las obligaciones contraídas en bolsa.

2.4.4.2. Operador Independiente del Sistema (ISO)

La necesidad de administrar en forma coordinada la operación física del sistema recae sobre una institución llamada Operador del Sistema (ISO). La responsabilidad de esta institución es la administración de los sistemas de transmisión. El ISO es el encargado de determinar la generación suplementaria y los servicios auxiliares

² El modelo de BE será analizado en forma extensa en el capítulo 3 de esta memoria.

³ Bajo el régimen de autodespacho son los propios generadores los que deciden si van a generar o no por medio de las ofertas que envían a la bolsa

requeridos para realizar los ajustes que permitan garantizar el equilibrio entre la generación y el consumo, así como mantener la estabilidad del sistema.

El alcance o jurisdicción del ISO se encuentra en forma casi exclusiva circunscrita a la operación en tiempo real. Sin embargo, en algunos casos puede tener algún grado de injerencia o autoridad sobre la planeación en un horizonte de tiempo más amplio. Otra función que realiza el ISO, es la validación de las operaciones de la BE, ya que estas no siempre son físicamente factibles. Si este es el caso el ISO debe realizar los ajustes correspondientes.

2.5. La Situación en el Mundo

Las razones que han gatillado los cambios en los mercados eléctricos son variadas entre las que se puede destacar la venta de activos por parte del estado a privados para captar recursos, la necesidad de reestructurar empresas al borde de la quiebra o en profundas crisis financieras, el desarrollo de sistemas eléctricos que permitan alcanzar un mayor número de usuarios, o simplemente la búsqueda de menores tarifas eléctricas que se vean reflejadas en un aumento de competitividad en aquellas actividades que utilizan este servicio como insumo.

Haciendo un balance general, la mayoría de los mercados de primera generación (Inglaterra/Gales, Chile) han tenido resultados positivos particularmente en lo que se refiere a la ruptura de monopolios estatales y el traspaso de las empresas a manos de capitales privados. Sin embargo se han presentado problemas, como el poder de mercado o la presencia de incentivos perversos que premian comportamientos que atentan contra la eficiencia del mercado, que requieren cambios en la regulación vigente. Este es el caso de Chile donde la legislación actual no fue capaz de evitar la crisis energética de fines de los 90.

En Inglaterra/Gales se han reducido considerablemente los costos y se ha mejorado la eficiencia. Sin embargo han surgido nuevos desafíos que no siempre se han resuelto en forma adecuada, como por ejemplo el mecanismo que remuneraba el pago por capacidad que inducía a las empresas a declarar menos potencia disponible que la que realmente tenían. Prueba de esto el sistema se encuentra en un proceso de reestructuración, cambiando el pool centralizado por un modelo de contratos bilaterales financieros y físicos complementado por una bolsa de energía, inspirado fuertemente en el mercado nórdico.

Los mercados de segunda generación, como Australia, California, Nueva Zelanda, los países nórdicos e Inglaterra/Gales bajo el NETA⁴ han tratado de crear regulaciones que incorporen en forma más precisa las externalidades de manera que el rol del ISO 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.

A medida que los mercados eléctricos evolucionan se aprecia que los cambios apuntan, en apariencia, a dos direcciones opuestas. Por un lado se imponen menos restricciones a los generadores, de manera que éstos puedan tomar sus propias decisiones de funcionamiento, contratos, ofertas, etc. Y simultáneamente se implementan mecanismos de mercado más sofisticados, que permiten una mayor integración de los mercados con la operación en tiempo real, estableciendo con mayor precisión las interacciones en el sistema [Ruff99].

Otro aspecto que se observa es el desarrollo de una amplia gama de mercados de transacciones físicas e instrumentos financieros como los mercados de ajustes en tiempo en real, servicios auxiliares, mercados diarios e intradiarios, bloques forward de energía y opciones. La creación de estos productos, busca crear un mercado eléctrico que tenga una cantidad importante de instrumentos que sean atractivos para invertir, así como entregar a los agentes la posibilidad de comerciar en un mercado robusto, con la suficiente transparencia y liquidez.

⁴ Neta, es la sigla de New Electric Trading Agreement, que implica una reestructuración del mercado eléctrico de Inglaterra/Gales, proceso que comenzó a mediados del año 2000 y que pretende cambiar el antiguo modelo de pool, vigente desde 1990, por un sistema de BE y contratos bilaterales similar al modelo utilizado en los países nórdicos.

III. DESCRIPCION DEL MERCADO ACTUAL CHILENO

En el presente capítulo se describe el mercado eléctrico chileno, colocando especial énfasis en su organización centralizada en torno al CDEC (pool chileno), los sistemas eléctricos interconectados y el marco regulatorio vigente.

3.1. Organización

En la actualidad se discute en nuevo proyecto de Proyecto de Ley General de Servicios Eléctricos, el cual pretende modificar sustancialmente el mercado eléctrico chileno, principalmente bajo la premisa de mejorar la eficiencia del mercado y entregar un nuevo marco regulatorio que se ajuste más adecuadamente a las necesidades de los agentes.

Para describir el mercado actual, es necesario remontarse al año 1978, cuando se comenzaron a sentar las bases y las políticas de reestructuración que buscaban esencialmente cuatro objetivos[Rudnick94]:

- a) Descentralización del mercado
- b) Búsqueda de eficiencia
- c) Creación de competencia
- d) Entrada de capitales privados

La consolidación de este proceso se produce en el año 1982 con la promulgación de La Ley General de Servicios Eléctricos, DFL1 y la reglamentación del Decreto Supremo N° 6 de 1985⁵, ambos documentos del Ministerio de Minería.

⁵ Derogado y reemplazado por el Decreto Supremo N° 327 que fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 10/09/98

La promulgación de la Ley y su respectivo reglamento contemplaban aspectos de los cuales se pueden destacar los siguientes [Raineri97]:

- a) Sistema tarifario diferenciado, creando las categorías de clientes regulados y grandes clientes.
- b) División de las empresas estatales integradas verticalmente
- c) Separación de las actividades en generación, transmisión y distribución.
- d) Creación de centros de despacho de cargas (CDEC)
- e) Sistemas de peajes de transmisión
- f) Carácter de servicio público de la distribución eléctrica
- g) Ingreso de capitales privados e inversionistas institucionales al mercado

Las obligaciones de los agentes se pueden resumir en el siguiente párrafo⁶:

“Las empresas distribuidoras tienen la obligación de dar servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión, así como respetar las tarifas máximas fijadas por la autoridad para la venta de electricidad a sus clientes. Las empresas generadoras y transmisoras, por su parte, tienen la obligación de coordinar la operación de sus centrales y líneas de transmisión que funcionan interconectadas entre sí, con el fin de preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación de mínimo costo. Por otro lado los propietarios de las líneas eléctricas que emplean bienes nacionales de uso público, están obligados a permitir el uso de sus instalaciones para el paso de energía eléctrica, teniendo a cambio derecho a recibir un pago por parte de quienes hicieron uso de ellas”.

⁶ Fuente [CNE01]

3.2. Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Desde la óptica que aborda este estudio, lo más relevante es la decisión de organizar el mercado eléctrico en torno al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El CDEC es un organismo creado por la legislación vigente, conformado mayoritariamente por empresas generadoras⁷, como un ente llamado a coordinar la operación del sistema. Haciendo un paralelo con los modelos descritos en el capítulo anterior, el CDEC viene a ser una suerte de ISO centralizado que está a cargo de la operación física, económica y comercial del sistema.

Con la formación del CDEC en el año 1985, el sistema eléctrico chileno optó por organizarse en torno a un Pool obligatorio, que tiene esencialmente 3 objetivos [CDEC01]:

- a) Preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico
- b) Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico
- c) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión

Dentro de las funciones que realiza el CDEC para lograr estos objetivos se destacan las siguientes:

- a) Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo
- b) Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica

⁷ A contar desde el 10 de septiembre de 1998, el Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, posibilita la incorporación de empresas de transmisión a los CDECs.

- c) Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras
- d) Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo mayor
- e) Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores
- f) Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio indicadas en el Decreto Supremo N° 327
- g) Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia
- h) Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fueren necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico
- i) Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión
- j) Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema
- k) Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema

La organización del mercado eléctrico chileno en torno al CDEC se representa en la figura 3.1:

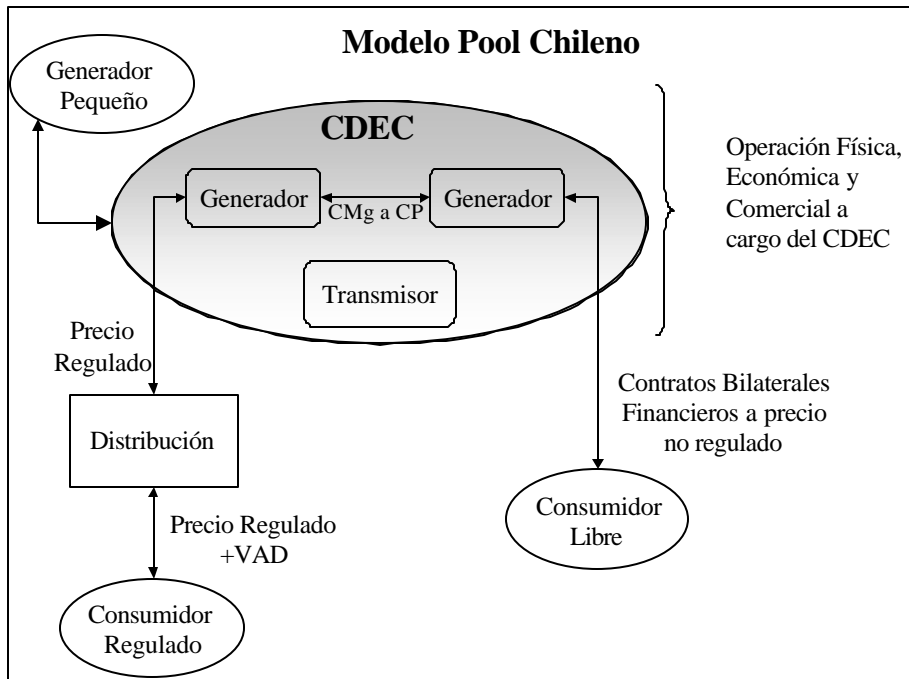


Figura 3.1: Modelo Pool Chileno

Participan en el CDEC-SIC y CDEC-SING⁸, todas aquellas empresas generadoras con capacidad instalada superior al 2% de la capacidad del sistema a la fecha de constituirse el CDEC en mayo de 1985, lo que equivale a 61 148 KW. Adicionalmente deben participar las empresas transmisoras con más de 100 Km de líneas y un nivel de tensión mayor a 23 KV . Las siguientes son las empresas participantes a la fecha:

Tabla 3.1: Participantes del CDEC

Participantes del CDEC	
CDEC-SIC	CDEC-SING
Arauco Generacion S.A.	Celta
Colbún S.A.	Edelnor
Endesa	Electroandina
Gener S.A.	Gas Atacama
Guacolda S.A.	Gener S.A.
Ibener S.A.	Norgener
Pangue S.A	Sitranor (*)
Pehuenche S.A.	
San Isidro S.A.	
Soc.Eléctrica Santiago S.A.	
STS S.A.	
Transelect (*)	
Transnet S.A (*)	

(*) Empresas de Transmisión

⁸ Las siglas SIC y SING corresponden a Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado Norte Grande respectivamente. Ambos serán descritos bajo el título 3.3

3.3. Sistemas Eléctricos Interconectados Chilenos

Actualmente el sistema eléctrico chileno lo componen un total⁹ de 26 empresas generadoras, 5 empresas de transmisión y 36 empresas de distribución. La demanda agregada total para el año 2000 ascendió a 39.142 GWh¹⁰.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados:

- a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
- b) Sistema Interconectado Central (SIC)
- c) Sistema de Aysén
- d) Sistema de Magallanes

⁹ Las cifras corresponden a 2000

¹⁰ Fuente [CNE01]

3.3.1. Sistema Interconectado del Norte Grande

El SING cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica, por el norte y Antofagasta por el sur. Los clientes no regulados, principalmente empresas mineras e industriales de la I y II región, son responsables por el 90% del consumo del sistema. En el SING operan seis empresas generadoras y una transmisora que dan origen al CDEC-SING. Adicionalmente participan tres empresas de distribución que atienden el consumo de 218.553 clientes regulados.

La capacidad total instalada del SING alcanza los 3.352 MW, lo que equivale al 33% del total del país. En 2000 la demanda máxima se elevó hasta 1.175 MW y la energía consumida fue aproximadamente 9.327 GWh.

El parque de generación del SING es casi exclusivamente térmico, estando constituido por centrales a carbón, diesel, y desde 1999 por centrales de ciclo combinado a gas natural.

La concentración del mercado en la generación según potencia instalada en el sistema es la siguiente:

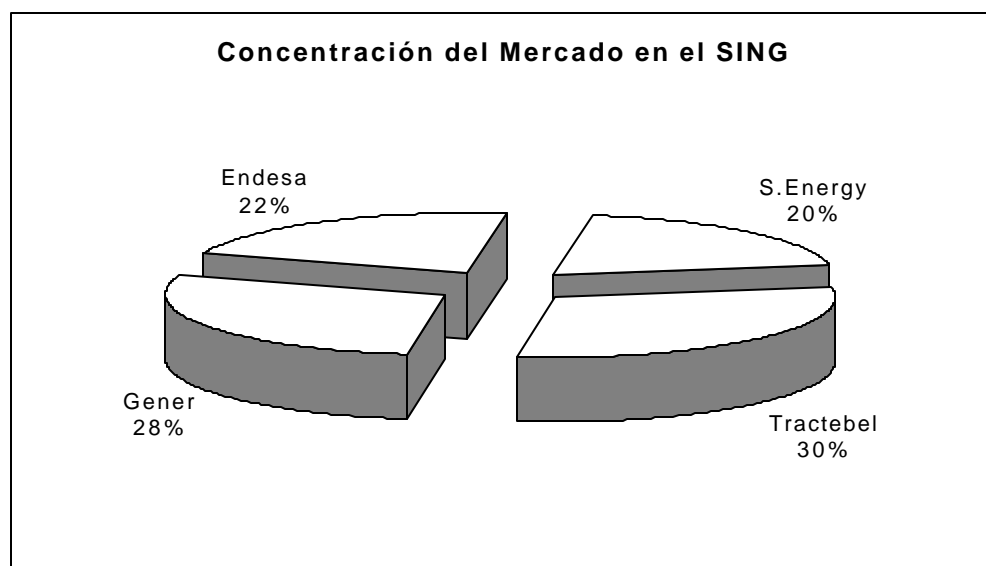


Figura 3.2: Participación de Mercado en el SING según Potencia Instalada

3.3.2. Sistema Interconectado Central

El SIC es el principal sistema eléctrico del territorio, abarcando las ciudades de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. El SIC abastece el consumo de más del 90% de la población de la nación. La mayor demanda por energía, al contrario del caso SING, corresponde a los clientes regulados con un 60% del consumo. En el sistema operan 18 empresas de generación que junto a empresas de transmisión conforman el CDEC-SIC. Las empresas de distribución suman 31 con una cartera de casi 3,5 millones de clientes.

La potencia total instalada del sistema alcanza los 6.642 MW, lo que corresponde al 66,2% de la nación. En 2000 la demanda máxima alcanzó los 4.576 MW y el consumo de energía se ubicó en los 29.577 GWh.

El mercado de la generación está altamente concentrado como se aprecia en la figura 3.3, que representa la potencia instalada en el año 2000 por grupo económico:

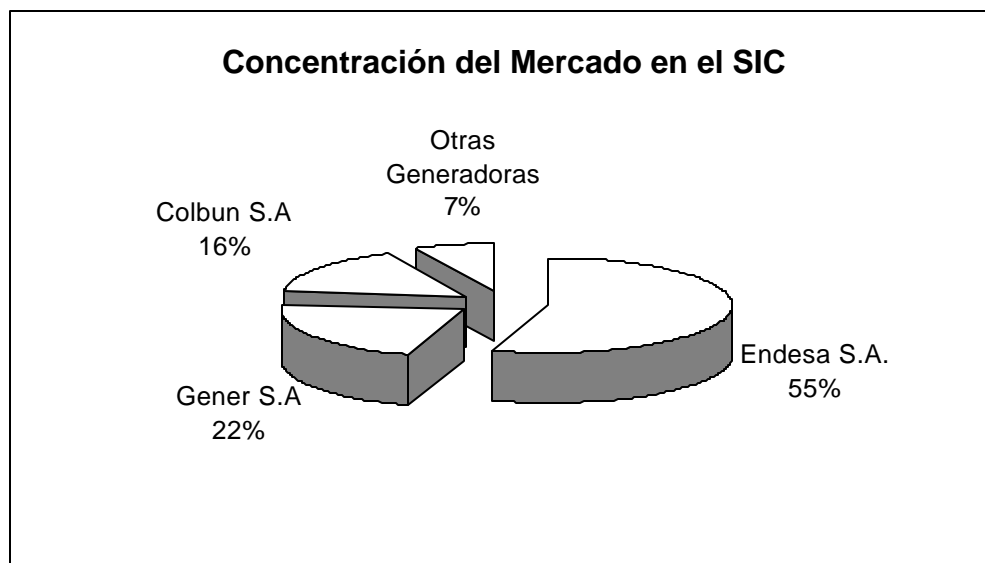


Figura 3.3: Participación de Mercado en el SIC según Potencia Instalada

En lo que respecta a las características del parque de generación, éste está compuesto en un 60,5 % por centrales hidroeléctricas de pasada o de embalse y en un 39,5 % por centrales térmicas, siendo de especial importancia las de ciclo combinado a gas natural.

3.3.3. Sistema de Aysén

Este sistema abastece los consumos de la XI región, siendo el 76% del parque generador de origen térmico. La capacidad instalada alcanza los 17,1 MW lo que equivale a un 0,2% a nivel nacional. Edelayés S.A. es la única empresa del sistema y está a cargo de la generación, transmisión y distribución, suministrando energía a 18.703 clientes. Para el año 2000 la demanda máxima se elevó a 13,75 MW y el consumo de energía llegó a 74,7 GWh.

3.3.4. Sistema Magallanes

Este sistema está constituido por 3 subsistemas eléctricos:

- a) Punta Arenas
- b) Puerto Natales
- c) Puerto Porvenir

Ubicados en la XII región, al igual que en el sistema Aysén sólo una empresa está encargada de las actividades de generación, transmisión, y distribución, Edelmag SA. La generación es 100% térmica y posee un total de 43.000 clientes. Los datos más relevantes de la operación se presentan en la tabla 2.2:

Tabla 3.2: Información Operativa del Sistema Magallanes en el año 2000

Sistema Magallanes			
Sistema	Cap.Instalada [MW]	Demanda Max. [MW]	Consumo [MWh]
Punta Arenas	58.5	29.8	145.5
Puerto Natales	4.2	2.8	13.4
Puerto Porvenir	1.8	1.1	4.1

3.4. Marco Regulatorio y Jurídico

La normativa que regula el mercado de la energía eléctrica en el país viene dada por las siguientes leyes¹¹:

- a) **Decreto Fuerza de Ley N° 1 (DFL1), Ley General de Servicios Eléctricos del Ministerio de Minería.** Aprueba modificaciones al DFL N° 4 de 1959 y fue publicado en el Diario Oficial el 13 de septiembre de 1982 (DO 13/09/82)
- b) **Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería.** Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, (DO 10/09/98), reemplazando y derogando al Decreto Supremo N° 6 de 1985.
- c) **Decreto N° 632 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.** Fija formula tarifarias para las empresas eléctricas, (DO 13/11/00)¹²
- d) **Decreto N° 219 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.** Fija precios de nudo para suministro de electricidad, (DO 30/04/01)¹³
- e) **Decreto Supremo N° 4 del Ministerio de Relaciones Exteriores.** Promulga el protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina N° 16, sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica. (DO 24/02/98).

¹¹ Fuente [CNE01]

¹²El decreto tiene una vigencia de cuatro años

¹³Este decreto se renueva cada seis meses

La institucionalidad está avalada por las siguientes leyes:

- a) **Decreto Ley N° 2224 del Ministerio de Minería.** Crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), (DO 08/06/78)
- b) **Ley N° 18410.** Modificada por la Ley 19613 (DO 08/06/99). Crea la Superintendencia de Electricidad Y Combustibles, (DO 22/05/85)
- c) **Ley N° 19613.** Modifica la ley N° 18410 y DFL N° 1 (DO 08/06/99)

Dada la actual concepción del mercado eléctrico chileno, el estado realiza la labor de regulador y fiscalizador. Por ello cuenta con una serie de instituciones que deben velar por el correcto funcionamiento del mercado. Las instituciones llamadas a realizar esta labor son:

a) **Comisión Nacional de Energía (CNE)**

Es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, que se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), a objeto que dicho ministerio resuelva.

b) **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**

Es el Ministerio encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Con este objetivo implementa mecanismos destinados a corregir las distorsiones de los mercados y a ampliar su transparencia.

En el sector eléctrico es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo y de resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC, en todos los casos, previo informe de la CNE. Además, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

c) La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

La SEC es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos tres casos). Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.

La SEC es un organismo descentralizado, regido por la Ley N° 18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

d) La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)

Es la institución encargada de actuar como órgano de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Asimismo, es la encargada de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental a nivel nacional, coordinar los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determinar los programas para su cumplimiento.

La Comisión Nacional del Medio Ambiente es una institución dependiente del Ministerio Secretaría General de la Presidencia y se rige por la Ley N° 19.300, de 1994.

e) La Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)

Es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas que rigen a las personas que emiten o intermedian valores de oferta pública, las bolsas de valores, los fondos mutuos, las sociedades anónimas y las empresas de seguros.

La SVS es una institución autónoma, regida por el Decreto Ley N° 3.538, de 1980, que se relaciona con el Gobierno a través del Ministerio de Hacienda.

f) Los Organismos de Defensa de la Competencia

Son los encargados de prevenir, investigar y corregir los atentados a la libre competencia y los abusos en que puede incurrir quien ocupe una posición monopólica. Tales organismos son: a) las Comisiones Preventivas Regionales; b) la Comisión Preventiva Central; c) la Comisión Resolutiva; y d) la Fiscalía Nacional Económica. Todos ellos se rigen por el Decreto Ley N° 211, de 1973, refundido por el Decreto N° 511, de 1980.

g) Las Municipalidades

Las municipalidades participan en la regulación del sector eléctrico otorgando los permisos para que las líneas de transporte de electricidad no sujetas a concesión crucen las calles, otros bienes nacionales de uso público u otras líneas eléctricas.

Además, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada menor a 1.5 MW, las municipalidades negocian con las empresas concesionarias de distribución respectivas las tarifas y la calidad del suministro.

h) Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Son organismos sin personería jurídica, integrados por las principales empresas generadoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico. Se rigen por el Decreto Supremo N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería.

3.5. Régimen Tarifario

En concordancia con la legislación actual, se establece que las tarifas de energía eléctrica deben representar los costos reales de generación, transmisión y distribución derivados de una operación eficiente, de manera de entregar una señal clara a los agentes del mercado, permitiendo el adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos del país.

Para ello los clientes se dividen en dos categorías:

- a) Grandes consumidores
- b) Clientes regulados

En la categoría de grandes consumidores se reconoce la existencia de competencia en el segmento, de manera que aquellos consumidores con una demanda superior a los 2 MW, tienen la libertad de optar por autoproversearse o negociar directamente el suministro eléctrico con los generadores conectados al sistema. Esta opción supone la posibilidad de suscribir contratos de mediano y largo plazo.

Los clientes regulados, aquellos cuyos consumos son inferiores a 2 MW, no poseen esta libertad de elección, y deben ser abastecidos por una compañía de distribución. Con atención a esto la autoridad debe fijar periódicamente los precios para este tipo de clientes.

El precio que las empresas de distribución deben cancelar se conoce como precio de nudo¹⁴ y es calculado con criterios marginalistas. El valor que cobrar las empresas de distribución por brindar el servicio de distribuir la energía, se conoce como Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual es calculado como el costo medio (CMe) que incurre una empresa modelo eficiente para dar el servicio.

De esta manera los generadores tienen dos posibilidades de comercializar la energía y potencia que generan, la primera es a través de los grandes clientes, suscribiendo contratos a precios libres, y en segundo término por medio de las distribuidoras a precio de nudo.

Adicionalmente existe un mecanismo que permite el intercambio de energía entre los generadores y que entra en funcionamiento cuando se detecta desviaciones entre la energía contratada y la efectivamente generada (excedentes o déficits). En este caso la diferencia de energía es valorizada a CMg a corto plazo, la cual debe ser cancelada por el generador deficitario al excedentario.

¹⁴ Los precios de nudo son fijados semestralmente los meses de abril y octubre de cada año, por medio de un informe técnico realizado por la CNE y por el Ministerio de Economía, Fomento, Reconstrucción. El precio de nudo se divide en dos componentes, el precio de la energía y el precio de la potencia. Este precio debe ser fijado para cada una de las subestaciones del sistema generación - transmisión, para cada nivel de tensión y para cada uno de los cuatro sistemas eléctricos. De acuerdo a la política de costos reales y la ausencia de economías de escala importantes en el segmento de generación, es posible fijar el CMg del suministro. En el caso de la energía, el CMg se fija como el promedio ponderado de los CMgs esperados en el corto plazo. Para la potencia, en cambio, el CMg del sistema corresponde CMg de desarrollo de una unidad que provea potencia en hora punta.

IV. LA BOLSA DE ENERGÍA (BE)

Bajo este capítulo se describe el modelo organizacional de la Bolsa de Energía de energía considerando aspectos como su funcionamiento, operación, responsabilidades, atribuciones, relación con el operador de sistema y otros tópicos relevantes para este tipo de estructuras. Al final de esta sección se aborda la experiencia de California, Inglaterra/Gales, Colombia, los países nórdicos y España, en los temas relacionados con la operación y organización del mercado eléctrico.

4.1. Modelo Bolsa de Energía – Operador Independiente del Sistema

Las BBEE aparecen como una solución intermedia entre las dos escuelas de organización de mercados mayoristas de electricidad, la organización tipo Pool y la basada en los Contratos Bilaterales. Rescatando aspectos de ambos modelos las BBEE han surgido como una alternativa que pretende llenar un espacio y la 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 que la operación física se encuentra integrada con la económica, a través de un ISO 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, este estudio analizará aquellos mercados donde existe una separación de las funciones realizadas por la BE y el ISO.

Los mercados que adoptan este modelo tienen una organización que puede representarse de la siguiente forma:

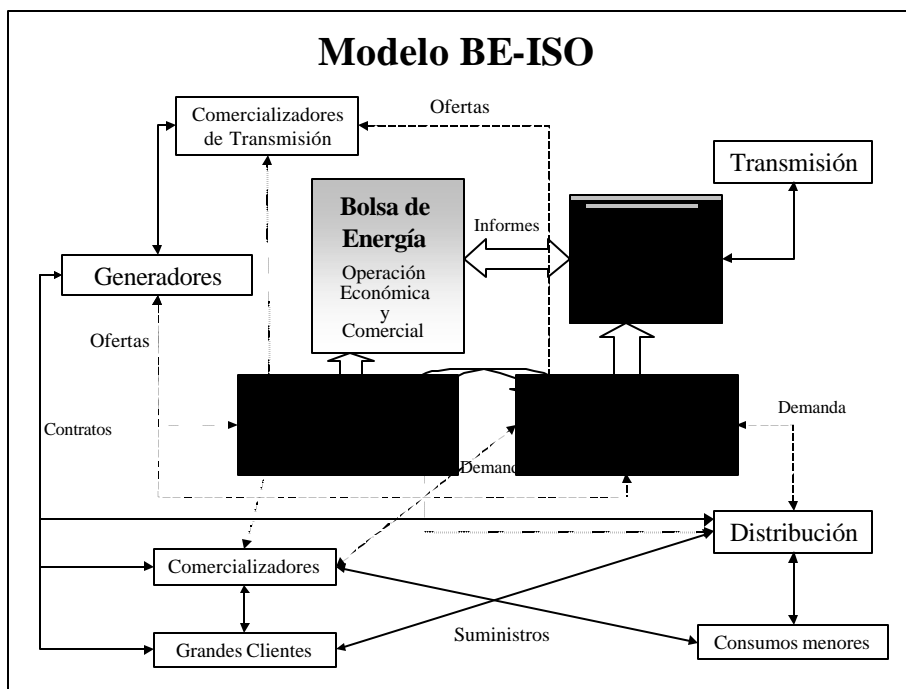


Figura 4.1: Modelo Organizacional BE - ISO

En la figura 4.1 se aprecia la separación explícita de la operación económica y comercial, asumidas por la BE y la función de la operación física a cargo del ISO. Bajo esta forma de organización son permitidos los contratos bilaterales fuera de bolsa.

4.1.1. Operador Independiente del Sistema

El ISO es el encargado de administrar y asegurar la estabilidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, incluyendo la validación de las transacciones derivadas de los mercados de energía. Para poder realizar la operación de compatibilizar los mercados de energía con la operación física es necesario que el ISO maneje o tenga accesos a mercados en tiempo real para mantener el balance instantáneo entre carga y generación así como suministrar los servicios secundarios que garanticen el correcto funcionamiento del sistema. Adicionalmente el ISO debe contar con procedimientos y

protocolos para manejar la congestión en la red producto de las restricciones de transmisión.

4.1.2. Bolsa de Energía

Las BBEE son organismos creados por la legislación o regulación vigente y tienen como función principal el desarrollo de mercados que permitan en forma eficiente realizar subastas competitivas de energía, abiertas para todos los agentes, de manera de satisfacer la demanda de los clientes a precios de mercado. Las BBEE asumen la 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 dirimir diferencias entre los operadores. Normalmente la BE no está autorizada para realizar compras y/o ventas a título personal debido a que cuenta con información privilegiada, la que puede ser usada en su propio beneficio.

Las BBEE operan bajo cinco principios básicos [Chao99]:

- a) Proveer acceso libre en términos no discriminatorios a los agentes, reforzado por una legislación que vele por el bienestar social.
- b) 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.
- c) Determinar precios únicos por mercados, los que puedan ser usado para otros propósitos, como referencia para el pago de contratos según sus características.
- d) Asegurar la operación de un mercado transparente donde el poder de mercado pueda ser detectado, prevenido y mitigado.
- e) 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, particularmente 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. Lo que no siempre ocurre con el sistema de optimización utilizado por los pools, que puede ser percibido como poco transparente e incluso arbitrario¹⁵.

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 siempre es deseada por los agentes, que prefieren que sus ingresos/egresos sean más estables y predecibles en el tiempo.

La separación de las actividades de la BE con la operación física del sistema, es catalogada por algunos como una desventaja o debilidad del modelo, esto es en realidad un desafío para la BE, ya que debe ser capaz de reflejar las características físicas del mercado aún cuando las subastas se realizan en forma independiente de los mercados de transmisión.

Otra característica percibida como negativa en las BBEE, es la vulnerabilidad del modelo al ejercicio de poder de mercado (MP)¹⁶ por parte de los agentes, usualmente de los generadores, tema que será analizado en el capítulo V.

¹⁵ Basta recordar las discrepancias que surgen periódicamente por la determinación del CMg del sistema y el uso de los recursos hídricos en las plantas de generación hidroeléctrica.

¹⁶ El poder de mercado se conoce como la habilidad de un agente para unilateralmente influenciar los precios de mercado.

4.1.2.1. Organización

La figura 4.2 representa la forma más básica de transacción en una BE. En ella sólo se incluyen las operaciones elementales de compra/venta y liquidación de las obligaciones. Cabe destacar que las BBEE realizan subastas virtuales, es decir se realizan en forma electrónica sin la presencia física de los agentes involucrados.

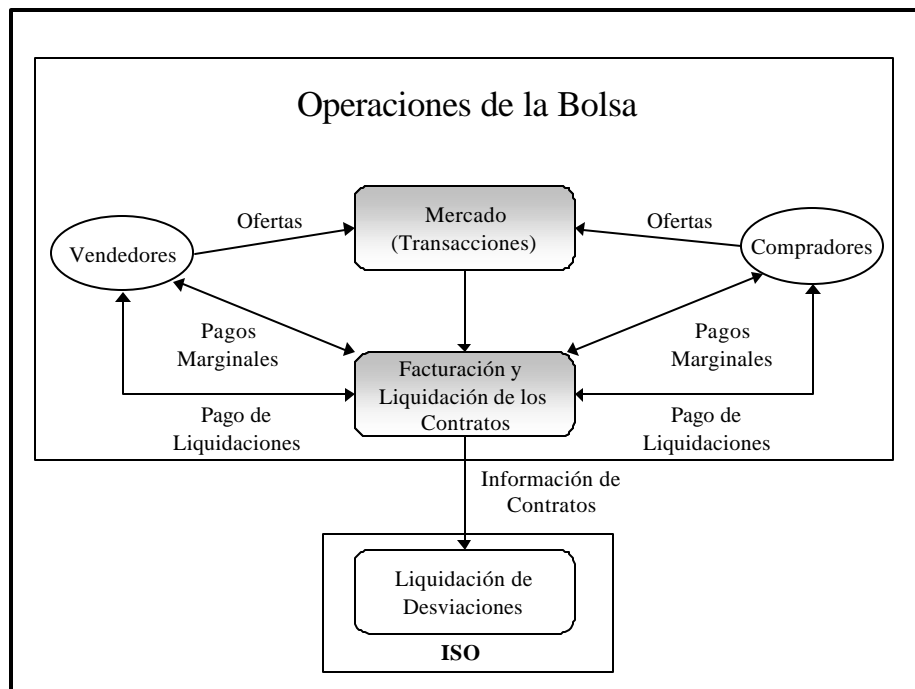


Figura 4.2: Operaciones en la Bolsa de energía

La manera en que se administran las BBEE puede adoptar dos formas:

- a) 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. El directorio puede estar representado por un amplio espectro de los agentes del mercado, como pueden ser generadores, transmisores, distribuidores, consumidores, representantes de la autoridad, entre otros.

- b) La otra posibilidad es que la BE sea una organización privada, desarrollando las mismas funciones que una BE oficial, pero bajo la premisa de maximizar sus ingresos. Ejemplos de BBEE con fines de lucro se encuentran en Ámsterdam (APX), Inglaterra/Gales (UKPX), países nórdicos (Nordpool), etc. Tal sería el caso de la BE en Chile donde una entidad privada, elegida producto de una licitación internacional, administraría las actividades relacionadas con la operación y liquidación de mercados forward a corto plazo. Cabe consignar que estas BBEE pueden facilitar la comercialización de energía más allá de sus fronteras físicas correspondientes al ISO que las vio nacer, integrando mercados de manera de hacerlos más robustos e incluso compitiendo con otras BBEE.

Independiente de como se organice una BE, la forma de financiación o de captación de recursos es por medio de comisiones derivadas de la celebración y liquidación de los contratos y/o mediante el cobro de membresías que deben pagar los agentes por participar en la bolsa.

En la siguiente tabla se incluye un cuadro resumen de las bolsas de energía en el mundo [Apex00]¹⁷

Tabla 4.1: Bolsas de Energía en el Mundo

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

¹⁷ Cabe destacar que ciertas BBEE operan bajo el régimen de Pool con despacho centralizado, siendo miembros de la asociación de BBEE. The Association of Power Exchanges, APEX

4.2. Funcionamiento de la Bolsa de Energía

Las BBEE alrededor del mundo determinan un precio único de transacción por tipo de mercado y para cada uno de los períodos de tiempo que se transa el producto. La unidad transada corresponde usualmente a bloques de energía de una hora¹⁸. En un 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) Cargos por capacidad
- b) Cargos por acceso y uso de las redes de transmisión
- c) Cargo por pérdidas en la transmisión
- d) Servicios auxiliares

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

4.2.1. Operación Bajo el Principio de Precio de Equilibrio de Mercado¹⁹

El procedimiento bajo el cual operan las BBEE se describe a continuación:

A partir de las ofertas diarias suministradas por los generadores, la BE construye una lista de mérito ordenando los precios ofertados de menor a mayor, hasta que ésta intersecte la curva de demanda agregada, encontrando 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.

¹⁸ En algunos mercados, la unidad de tiempo corresponde a periodos inferiores a la hora. En Inglaterra/Gales los bloques de energía tienen una duración de media hora

¹⁹ PEM o Market Clearing Price MCP

Como se aprecia en la figura 4.3, en el equilibrio entre la oferta y de la demanda agregada, el CMg del sistema es igual al precio que se transa la totalidad de la energía para ese mercado. En este proceso no hay ningún sistema de optimización involucrado, y es responsabilidad de cada uno de los generadores programar sus plantas para proveer la energía transada.

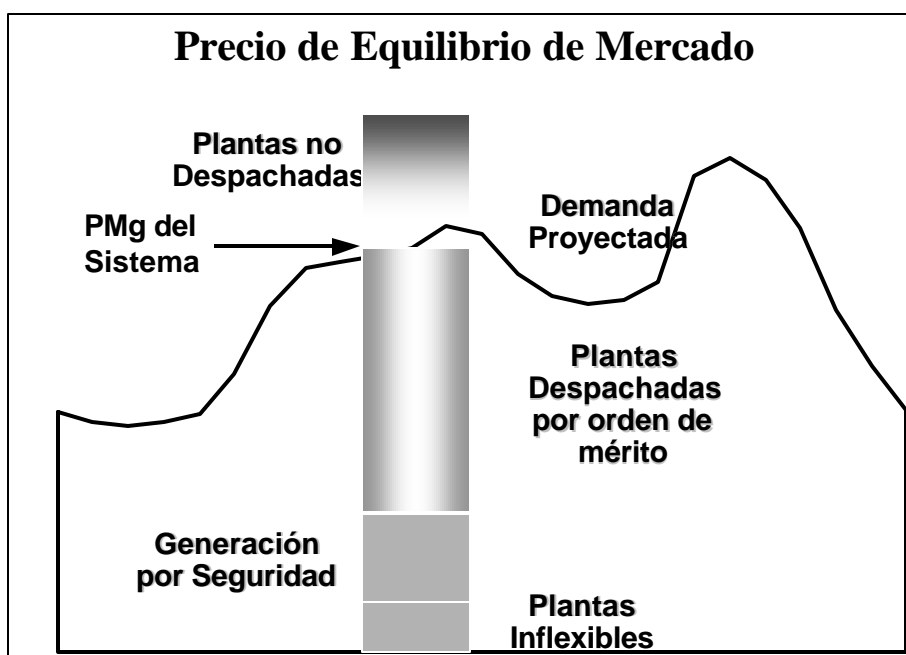


Figura 4.3: Precio de Equilibrio de Mercado

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 más complicado.

4.2.2. Consideraciones del Modelo

En el mercado diario, el precio 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 el sistema.

Las restricciones de transmisión son omitidas en el proceso de casación 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 ISO. En el caso del NordPool se usan las ofertas originales en la BE como obligatorias en los ajustes que realiza el ISO, en California se permiten ofertas separadas para cada ítem. El ISO 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 los servicios auxiliares. Por este motivo el ISO debe operar un mercado distinto donde se transa este tipo de servicios, dando la posibilidad de autoproverse, por medio de contratos que aseguren el despacho de plantas que resulten críticas para la estabilidad del sistema.

Al no incorporar estos tres elementos en las operaciones de bolsa (restricciones intertemporales, de transmisión y de servicios auxiliares), surge la siguiente interrogante: ¿Con qué fin se ha realizado esta omisión?, la respuesta se puede encontrar bajo el título relación BE-ISO.

4.2.3. Formatos de las Ofertas

Si bien el formato más simple que se 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 permita 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 casación 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.²⁰

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 ISO.

En las BBEE que operan en gran medida como un 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 costos de partida, pendientes de carga, tiempo mínimo de generación, etc.

4.3. Separación de Funciones entre la BE-ISO

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 de 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.

Reconociendo estos dos elementos, el diseño del mercado bajo el modelo BE-ISO 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 tuición de la BE por medio de mercados líquidos, robustos y representativos. Dejando al ISO la operación física del sistema, donde las decisiones de funcionamiento del sistema no siempre se ajustan a la lógica y equilibrios de mercado.

Cabe mencionar, que si bien en el modelo BE-ISO 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

²⁰ Cabe destacar que este formato no fue utilizado y sólo se realiza una ronda o iteración.

aprobación del ISO, 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 ameriten [Ruff99].

Es importante insistir que el ISO 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 ISO para realizar sus operaciones, debido a su mayor proximidad al despacho. Esto significaría que el ISO 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-ISO.

4.4. 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 4.4 se aprecia la interacción que se produce entre los contratos bilaterales, administrados en forma privada, los mercados forward estandarizados a mediano y corto plazo, a cargo de la BE y los mercados en tiempo real bajo la responsabilidad del ISO.

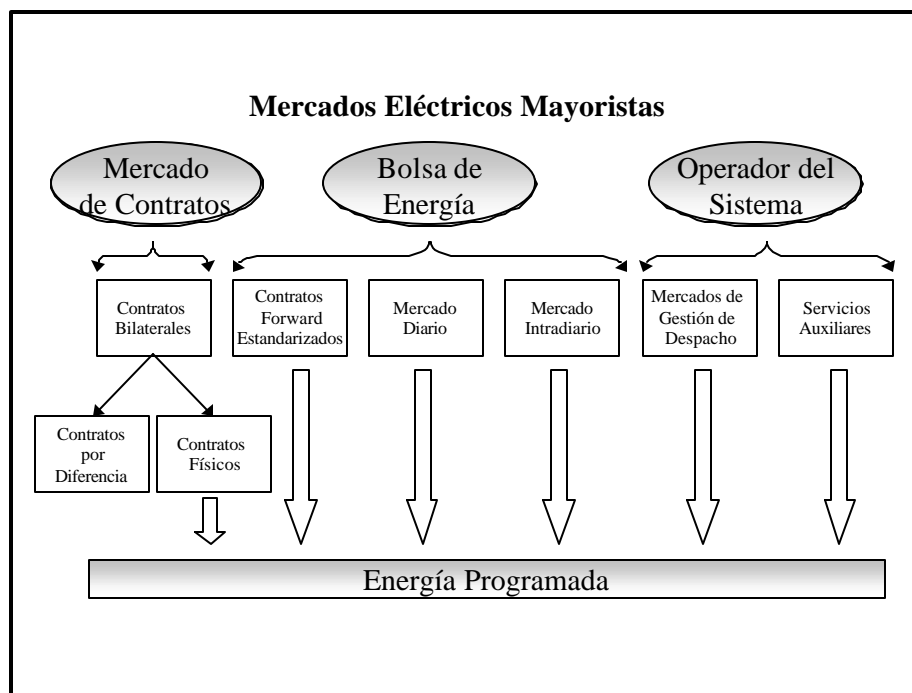


Figura 4.4: Mercados Eléctricos Mayoristas

Al parecer se pueden 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 ISO dada la proximidad al despacho y las características de los mercados administrados.

Como se describió y explicó en las páginas anteriores los mercados operados por las BBEE 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:

4.4.1. 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.

4.4.2. 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 casación 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.

4.4.3. Contrato de Bloques de Energía Forward ²¹

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 demandas puntas²².

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 CMg y de oportunidad, o bien hacer uso del mercado de contratos bilaterales.

²¹ En este informe se analiza el caso de California, el que puede ser extrapolado a otros mercados con pequeñas variaciones.

²² El periodo por el cual se extienden los contratos en otros mercados es variable y depende de como esté concebido el acuerdo y de los plazos que establezca la BE. La demanda punta en California abarca de lunes a sábado de las 8.00 a.m. hasta las 10 p.m.

4.4.4. 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 ISO. En definitiva es este organismo el llamado a incorporar aquellas unidades que estime necesarias para el correcto funcionamiento del sistema.

La forma que tiene el ISO 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.

4.5. Compromisos en la Bolsa de Energía

Existen dos aspectos relevantes en los compromisos que se asumen en las transacciones derivadas de la bolsa: el primero es 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, 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 ISO. 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.

4.6. Proceso de Liquidación y Conciliación

Una diferencia sustancial que se aprecia en los mercados eléctricos es la forma 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 sólo 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 Intradía son liquidadas a un precio spot. En el caso de Nueva Inglaterra se calcula el CMg del sistema en intervalos de 5 minutos, para ello se utiliza 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 PEM respectivo, convirtiéndolo en una obligación financiera. Paralelamente el ISO 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.

4.7. Relación Bolsa de Energía con los 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 períodos 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 del mercado nórdico [Millán00], que es ejemplo clásico de un mercado dominado por los contratos bilaterales y con la participación de una BE.

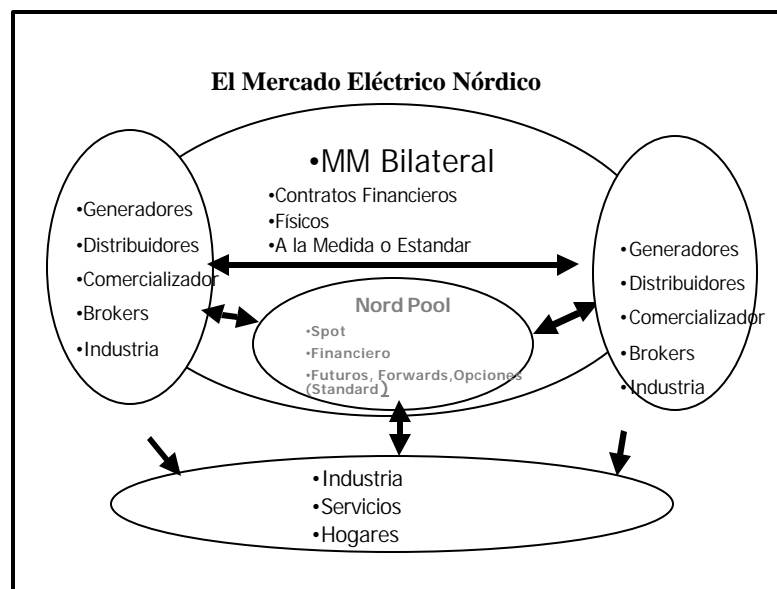


Figura 4.5: El Mercado Eléctrico Nórdico

En la figura 4.5 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. El tema de los contratos bilaterales será analizado con mayor profundidad en el capítulo V.

4.8. Experiencia Internacional

Los resultados que han tenido los mercados organizados en torno al modelo BE-ISO han sido disímiles. Mientras en los países nórdicos y España los resultados han sido positivos, en término del desarrollo de mercados robustos, transparentes y líquidos que permiten abastecer la demanda a precios competitivos. La experiencia de California ha sido ampliamente cuestionada por la evolución de los precios de la energía y fundamentalmente por los apagones ocurridos a partir de la segunda mitad del 2000. Cabe destacar que tanto el éxito como el fracaso no puede ser atribuido exclusivamente a como este organizado el mercado, si no que depende de otros factores como el marco regulatorio, reglamento de las transacciones, número de agentes en el mercado, etc.

4.8.1. California²³

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 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 Commission (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.

Se crearon dos instituciones que tiene por propósito manejar esta nueva estructura, estos son California Power Exchange (CalPX) y California Independent System Operator (CaISO).

²³ Fuente [CalPX99] y [CalPX01]

4.8.1.1. California Power Exchange (CalPX)

La Bolsa o CalPX es una corporación sin fines de lucro cuyo propósito principal es proveer un mercado energético competitivo y eficiente que, por medio de subastas abiertas, en las que pueden participar todos los vendedores y compradores inscritos, determina el precio de mercado de la electricidad que satisface la demanda de los habitantes de California. Las normas bajo las cuales opera CalPX están determinadas por la FERC.

CalPX comenzó administrando dos mercados forward: El “Day Ahead Market” y el “Day of Market”. Para ello se realizan subastas diarias que permiten la comercialización de electricidad. Posteriormente fue incorporado el mercado de Bloques Forward de energía. Otros productos en carpeta son Bookout que permitirán a los participantes en forma simultánea programar despachos de energía tanto dentro como fuera de las redes controladas por el CaISO y el “Green Exchange” que contempla la comercialización de energía alternativa, que es 100% renovable.

Adicionalmente CalPX asume la función de liquidación de las transacciones entre el CaISO, los participantes en la bolsa, marketers, comercializadores, y otros coordinadores de programas. La bolsa recauda y distribuye el dinero, basándose en las liquidaciones y en los costos incurridos por el CaISO y CalPX debido a las transacciones realizadas.

4.8.1.2. Crisis Energética en California

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 clientes²⁴ están al borde de la quiebra y los usuarios finales quienes han sufrido interrupciones en el servicio eléctrico.

²⁴ 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 BE, ni flexibilizar sus tarifas

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

- a) Fallas de diseño: la imposibilidad de las tres distribuidoras más importantes de flexibilizar sus tarifas y de suscribir contratos a mediano y largo plazo. Contratos de largo plazo con plantas de energía renovable como la eólica y solar, avalados por la regulación, que significan pagar un sobre costo, debido a lo poco competitiva que resulta este tipo generación con la tecnología actual.
- b) Deficiencias estructurales: El parque generador no ha crecido de acuerdo a la demanda, que si ha aumentado a tasas mayores a las esperadas producto 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, sin embargo esto no ha sido suficiente para cubrir las necesidades energéticas del estado. Esta falta de holgura entre oferta y demanda a resultado en prácticas monopólicas o poder de mercado.
- c) Factores exógenos: el alza experimentada por el gas natural y los permisos transables de emisión de NOx, han significado que los costos operacionales de las generadoras han subido y por ende los precios de la energía.

Los problema y fallas ocurridas en California deben ser cuidadosamente estudiadas en la discusión de las reformas que se pretenden introducir en Chile, particularmente por la similitud que presenta el esquema BE – ISO de ambos mercados. La experiencia de California puede ser extrapolada en temas como la incertidumbre y la politización de las reformas, poder de mercado, oposición de grupos medio ambientalistas, rigidez en los sistemas de precios. Un análisis cuidadoso de estos y otros temas debe ser

mientras los costos hundidos no fueran recuperados. Estas restricciones terminarán en marzo del 2002 cuando el mercado este completamente desregulado. San Diego Gas and Electric recuperó estos costos hundidos por lo que pudo cambiar sus tarifas y no tiene los problemas financieros de Pacific Gas and Electric y Southern California Edison que tienen pasivos por 12 000 millones de dólares.

hecho para entregar al mercado chileno un marco regulatorio moderno y flexible que permita velar por interés global del país.

4.8.2. Inglaterra y Gales²⁵

Desde 1990, el mercado eléctrico del Reino Unido ha sufrido dos cambios radicales:

- a) Ingreso de capitales privados a la propiedad de las empresas
- b) 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 se destacan los siguientes puntos:

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

La empresa estatal de generación y transmisión “Central Electricity Generating Board” (CEGB), se dividió en 3 compañías de generación National Power, PowerGen, y Nuclear Electric y en una compañía de transmisión “The National Grid Company” (NGC), llamado a ser el ISO de esta nueva estructura. El fin último de esta reforma a gran escala, es que los consumidores puedan elegir libremente el comercializador que les suministre energía.

4.8.2.1. El Pool Eléctrico

Todos los generadores que aporten más de 50 MW al sistema, deben tener una licencia de generación y comercializar su producción a través de un mercado abierto de commodities, el Pool eléctrico. Este es el nombre de un proceso complejo y dinámico de comercialización de energía en tiempo real.

²⁵ Fuente [EPEW00] y [UKPX01]

El pool eléctrico, creado en marzo de 1990, define las reglas de comercialización y procedimientos, pero no compra ni vende electricidad. Otra función realizada por el pool es 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.

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. En 1999 los clientes industriales, pagaban en términos reales, aproximadamente un 30% menos que antes de la privatización, para el caso de los clientes residenciales el beneficio es similar alcanzando un 29%. Los precios de electricidad en Inglaterra, se encuentran entre los más bajos de la Comunidad Europea. A modo de ejemplo estos son en promedio un 26% más bajos que en Alemania y un 18% menores que en Italia y Francia.

Sin embargo la experiencia inglesa ha sufrido algunos reveses y cuestionamientos que han sido ampliamente investigados, debido a su condición de pionero en la liberación de los mercados eléctricos. Entre los temas más recurrentes está el ejercicio de poder de mercado, críticas al diseño del mercado incluyendo el pago por capacidad, pago por restricciones, y cargos por transmisión [Newbery99].

Para lidiar con este problema se ha iniciado un proceso de reestructuración del mercado, alejado del pool tradicional, y adoptando un modelo de BE-ISO, a través del UK Power Exchange que asume la operación económica y comercial. Cabe destacar que este es una reforma a gran escala, reglamentada por el NETA, en el cual se pasa del régimen de despacho centralizado del pool al sistema de autodespacho bajo el cual funcionan las BE.

4.8.2.2. United Kingdom Power Exchange (UKPX)

Bajo la nueva estructura de organización la BE o UKPX, reemplazó al mercado diario organizado por el Pool y permite a los agentes comercializar electricidad hasta tres horas y media antes del despacho, de manera de satisfacer la demanda o complementar los contratos suscritos a largo plazo. Para facilitar los requerimientos de transacciones a largo plazo, la BE administrará una serie de contratos estandarizados, los

cuales están diseñados para ser ejecutados y liquidados en los mercados spot de bolsa. La operación física del sistema sigue a cargo de NGC.

4.8.3. Colombia²⁶

La crisis financiera y energética que vivió en sector eléctrico colombiano durante los años 1991 y 1992 aceleraron el proceso de reforma en el sector donde se permitió la entrada libre de agentes al mercado. Con la promulgación de las leyes 142 y 143 en 1994, comienza formalmente de la desregulación en Colombia. La reglamentación vigente crea dos espacios para realizar las transacciones entre los agentes, el Mercado Mayorista y el Mercado Libre y un operador del sistema

4.8.3.1. Mercado Mayorista

En este mercado pueden participar agentes autorizados por ley, es decir generadores, transmisores mayoristas y comercializadores de energía. Este mercado se subdivide en dos mercados menores:

- a) **Bolsa de Energía:** corresponde a un mercado diario, con despachos para las 24 horas del día siguiente. La participación de todos los generadores registrados en el mercado es obligatoria, con reglas explícitas de funcionamiento y se administra en forma independiente de los contratos a largo plazo. La función principal de la BE se orienta a minimizar el costo del despacho y recolectar la información para la posterior liquidación de las obligaciones a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)
- b) **Contratos a Término:** Este mercado esta orientado a la firma de acuerdos financieros en el mediano y largo plazo, presentando diversas modalidades dependiendo de las necesidades de los agentes y de la categoría de los usuarios finales de la energía contratada.

²⁶ Fuente[ISA01] y [MEM01]

Colombia fue el primer país en Latinoamérica que dispuso de una bolsa de este tipo. En términos generales el mercado colombiano ha desarrollado con éxito; introduciendo competencia en el sector de comercialización, con un aumento progresivo del mercado libre y un alto cumplimiento de las obligaciones financieras, que era uno de los principales problemas que tenía el mercado antes de la desregulación. Sin embargo todavía hay factores que distorsionan el mercado, como los son la presencia de impuestos y subsidios diferenciados al precio de la energía y cargos 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 noventa. Como toda BE, el PM y la volatilidad del precio de la energía han sido temas recurrentes y de preocupación de la autoridad.

4.8.3.2. Centro Nacional de Despacho (CND)

La organización del mercado colombiano responde al modelo pool, por lo que si bien se establece un régimen libre de ofertas, el despacho económico a cargo del CND, se basa en un programa computacional que determina la programación de mínimo costo considerando las restricciones y contingencias que presenta el sistema. El CND es el organismo encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada del sistema, de manera de asegurar la continuidad y calidad del servicio, según los acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación (CNO)

Desde el punto de visto chileno, llama la atención la experiencia del país cafetero, debido a que existen grandes similitudes con el modelo chileno, particularmente en lo que se refiere a la generación, donde se presenta una gran dependencia de los recursos hídricos en el sistema.

4.8.4. Países Nórdicos²⁷

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

²⁷ Fuente [NordPool 01]

de transmisión. Un año más tarde se estableció una BE bajo el nombre de Statnett Marked, que en un comienzo sólo cubría el territorio de Noruega.

4.8.4.1. NordPool

En 1996 Svenska Kraftnät, empresa de transmisión de Suecia, adquiere la mitad de la propiedad de la bolsa. A partir de ese momento la BE cambia su nombre a NordPool creando el mercado común entre ambos países nórdicos y de paso convirtiéndose en la primera BE multinacional. En la actualidad los países participantes en la bolsa son Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca y realizando intercambios energéticos con Alemania, Rusia y próximamente se espera incorporar a Holanda e Inglaterra.

La BE organizada por el NordPool, 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) Mercado físicos: Mercado Diario e Intradía
- b) Mercado financiero: Contratos Forward y Opciones que abarcan un período que va desde un día hasta 3 años
- c) Funciones de liquidación
- d) Servicios de consultoría

Cabe destacar que la participación en el NordPool no es obligatoria y que la presencia de contratos bilaterales fuera de la bolsa responde por la mayor parte de la energía programada. Otro aspecto que llama la atención es que el proceso de desregulación no significó el traspaso de todas las empresas estatales a capitales privados, si no que ambas formas coexisten y compiten entre sí.

No hay indicios que el PM de mercado sea un tema de cuidado, particularmente porque en el mercado nórdico hay más de 200 agentes que transan su energía y los sistemas de transmisión no presentan restricciones de capacidad importantes.

4.8.4.2. Múltiples Operadores del Sistema

La presencia de más de un ISO 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 ISO es monopólica, el hecho que coexistan varios en el mercado nórdico no implica que haya una superposición de funciones, ya que cada ISO posee su propia zona de influencia. La forma que tiene cada uno de los ISOs de proveerse de los ajustes en tiempo real varía de caso a caso, dependiendo de los servicios requeridos.

En la siguiente tabla se presentan las empresas de transmisión responsables de operar el sistema:

Tabla 4.2: Operadores del Sistema en los Países Nórdicos

ISO	País
Statnett SF	Noruega
Svenska Kraftnät	Suecia
Fingrid	Finlandia
Eltra	Dinamarca
Elkraftsystem	Dinamarca

4.8.5. España²⁸

En 1996 se suscribió un acuerdo llamado el Protocolo, entre las principales empresas del sector eléctrico y la autoridad, en el que se sentaban las bases sobre la reestructuración y las reformas destinadas a modernizar el marco regulatorio vigente. En 1997 se consolidó el proceso de desregulación del mercado eléctrico español con la promulgación de la Ley 54/1997, en la que se establece lo siguiente:

- a) El estado abandona su rol activo y asume el papel de regulador.
- b) La búsqueda de eficiencia se busca a través de mecanismos de mercado en lugar de una optimización teórica.
- c) Se segmenta la industria en cuatro actividades reconociendo como monopolios naturales la transmisión y distribución. Estableciendo como segmentos competitivos la generación y comercialización.

El segundo hito importante es la entrada en vigencia del Real Decreto 2019/1997, mediante el cual se organiza y regula el mercado de producción eléctrica, creando dos entes independientes, el operador del mercado y el operador del sistema.

²⁸ Fuente [CNEE01]

4.8.5.1. Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL)

La operación del mercado se basa en cuatro procesos interrelacionados: el mercado diario, mercado intradiario, gestión de las restricciones técnicas, mercado de servicios complementarios. El 1 de enero de 1998 entra en operación OMEL, encargado de realizar las subastas en los mercados diarios e intradiarios con sus respectivas liquidaciones y conciliaciones.

En el mercado diario participan todas las unidades de producción que no estén comprometidas a priori en contratos bilaterales físicos o fuera de bolsa. Por el lado de la demanda participan distribuidores, comercializadores, consumos no regulados y agentes compradores. En este mercado se realizan la mayor parte de las transacciones.

El mercado intradiario es un mercado de ajustes donde concurren los agentes para transar sus excedentes y / o déficits derivados del mercado diario y la gestión de las restricciones.

4.8.5.2. Red Eléctrica de España

Red Eléctrica de España es el operador del sistema, encargado de la gestión técnica del sistema y las actividades relacionadas con la compatibilidad de los flujos de potencia y la estabilidad del sistema. Para ello administra dos procesos, la gestión de restricciones técnicas del sistema y el mercado de servicios complementarios y gestión de desvíos.

El primero se refiere a la validación de las transacciones derivadas del mercado diario y la ejecución de los contratos bilaterales físicos nacionales de manera que el despacho sea físicamente viable. De no cumplir con las restricciones de capacidad de transmisión y las condiciones de estabilidad y confiabilidad del sistema se procede a modificar las compras y ventas de contratos bilaterales internacionales y se asigna generación complementaria de manera de compatibilizar el despacho con la red.

Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma

permanente el equilibrio generación-demanda. Los servicios complementarios son incorporados al programa diario factible por el operador del sistema con posterioridad al mercado diario. Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

El proceso de desregulación español ha sido exitoso, ya que algo más de tres años, el OMEL ha aumentado progresivamente la energía transada, llegando a un 87% del total durante el 2000. La misma tendencia se ha registrado en el número de agentes autorizados para participar en las subastas. Las señales que esta nueva estructura ha entregado al mercado son positivas, logrando incentivar la inversión en generación y con crecientes intercambios energéticos con sistemas eléctricos de otros países, incluso está en conversaciones la creación de un mercado ibérico de energía cuyos participantes serían Portugal y España.

4.8.6. Comparación entre los Mercados

De la comparación presentada a continuación en las tablas 4.3 y 4.4, se pueden destacar los siguientes aspectos:

Existe una similitud importante entre los mercados de Inglaterra/Gales y Colombia, en lo que respecta a la organización del despacho en torno a un pool centralizado y los contratos permitidos. Esta semejanza se debe a que el mercado colombiano fue estructurado de acuerdo a la experiencia inglesa, adaptando gran parte de los mecanismos, funciones e instituciones a la realidad local.

En el caso de California, los países nórdicos, España e Inglaterra/Gales bajo el NETA, que optaron por organizar sus respectivos mercados de acuerdo al modelo BE – ISO, existen grandes similitudes en lo referente a la operación de mercados diarios e intradiarios de energía, así como el desarrollo de contratos físicos y financieros tanto en bolsa como fuera de ésta. La responsabilidad de la operación del sistema recae sobre el ISO, que debe suministrar los servicios auxiliares necesarios para mantener la estabilidad del sistema. Se aprecian algunas diferencias entre estos mercados, particularmente en el formato de las ofertas que se envían a la BE, en la tarificación de la congestión y los cargos por uso de transmisión.

Tabla 4.3: Descripción de los Mercados Mayoristas

Mercados Mayoristas de Energía

País	Características de Generación	Antes del Mercado Diario	Mercados Diarios o Intradía	Despacho y balance en tiempo real	Precio de ajustes
Inglaterra y Gales	Predominantemente térmico. carbón 34%, gas 31%, nuclear 25%	Sólo contratos financieros de tipo contratos por diferencia y forwards. No organizado por el ISO	Los generadores presentan ofertas horarias múltiples y no firmes. El pago por precio marginal del sistema y cargo por capacidad se calcula según la demanda pronosticada	Despacho centralizado a cargo del ISO. El ISO administra el balance del sistema y el despacho de las unidades	No es relevante ya que el despacho es centralizado
Inglaterra y Gales bajo el NETA	"	Contratos financieros y físicos. El mercado no está organizado por el ISO	Los generadores deben informar sobre sus contratos a la BE y al ISO. Participación voluntaria en los mercados de balance. Los mercados cierran 3 horas y media antes de operación real	Autodespacho. El ISO administra el sistema por medio de ofertas en el mercado de balances celebrando contratos de servicios auxiliares	Las desviaciones de lo contratado son liquidadas según los precios del mercado de balance.
NordPool	Noruega 99% hidroeléctrico. Suecia 47% hidroeléctrico. 47% nuclear, 6% térmico. Finlandia 20% hidroeléctrico. 33% nuclear, 47% térmico	Contratos financieros y físicos que cubren la mayor parte de mercado. Los mercados financieros no son organizados por el ISO	Los participantes pueden presentar ofertas horarias precio/cantidad para demanda y demanda el mercado del día siguiente. Solo el 8 % de la energía se transa de esta manera	Autodespacho. El ISO administra el sistema usando ofertas voluntarias de compra y venta en el mercado de regulación	Las diferencias de los volúmenes contratados y despachos reales, son valorizadas al precio marginal del mercado de regulación
California	Mayoritariamente térmica, con un 25% hidroeléctrico, y 11 % fuentes renovables (eólicas entre otras)	Contratos financieros y físicos pueden ser suscritos. No organizados por el ISO	El 80% de la energía se transa a través del BE. Generadores y consumidores presentan ofertas y demandas horarias. El Precio corresponde al CMG del sistema. BE y los SCs presentan programas balanceados y ofertas de ajustes voluntarios al ISO	Auto despacho. SCs pueden revisar la programación hasta una hora antes del despacho físico. ISO mantiene el balance del sistema usando ofertas voluntarias de ajuste en el mercado de balance y contratos de servicios secundarios	Las diferencias de los volúmenes contratados y despachos reales, son liquidadas a precio marginal del sistema del mercado de regulación
Colombia	69% hidroeléctrico y 31% térmico	Se pueden suscribir contratos financieros. El mercado no es operado por el ISO ni la BE pero deben registrarse ante el ISO	Los generadores deben presentar ofertas horarias al ISO, las cuales deben reflejar el costo variable de generación. Se supone ofertas uninodales. Se incluye un cargo por capacidad para aquellos generadores que contribuyen con potencia firme al sistema en condiciones de hidrología crítica	Despacho centralizado a cargo del ISO. El ISO administra el balance del sistema y el despacho de las unidades	No es relevante ya que el despacho es centralizado. Redespacho programado
España	38% hidroeléctrico. carbon 26%, gas 18%, nuclear 18%	Se pueden suscribir contratos físicos y financieros, no administrados por el ISO, pero si deben informarse a este ente	Se presentan ofertas simples y complejas. Para cada horario y unidad de producción se estipula un precio y cantidad de energía. En las ofertas complejas se incorporan elementos adicionales como ingresos mínimos, gradiente de carga, etc. Un cargo por capacidad es agregado a precio final de la energía	Autodespacho. Se realizan subastas de energía y potencia para los distintos servicios auxiliares, excepto la regulación de tensión que tiene precios regulados	Las diferencias de los volúmenes contratados y despachos reales, son valorizadas al precio marginal del mercado de regulación

Tabla 4.4: Características de la Transmisión

Transmisión

Pais	Método Resolver congestión	Para la	Precio de la congestión	Precio de Pérdidas	Otros Cargos Asociados
Inglaterra y Gales	ISO programa desviaciones del despacho ideal en el pool o mediante contratos		Las unidades restringidas (en funcionamiento o fuera de este) pagan según, las ofertas. Esto es recuperado a través del sistema de cobros por uso de la red (TSUoS) y el programa de incentivos del	pérdidas reales, y promedio son pagadas por los clientes sin diferenciar su ubicación geográfica.	Cargos de conexión y cargos por uso de la red geográficamente diferenciados
NordPool	ISO divide a noruega en zonas donde se estima que la congestión será mayor. Los participantes deben presentar ofertas horarias en cada una de las zonas. El ISO iguala oferta y la demanda para aliviar la congestión. La congestión intrazonal y la inesperada se resuelve usando el mercado de regulación		Existen cargos por capacidad para cada zona, estableciendo diferente precios por sobre el precio del sistema cuando hay congestión, ISO obtiene un excedente de ingresos basado en los flujos a través de las restricciones, que se entrega al transmisor Para reducir los otros precios del sistema.	Las pérdidas nodales marginales son cobradas en igual forma a generadores y consumidores., con una banda de fluctuación de +/- 10%.	Cuota de admisión basada en la capacidad y carga punta sin discriminación geográfica. Cargo por energía basado el volumen que atraviesa cada nodo
California	El estado se divide en 4 zonas para propósitos de congestión. La congestión interzonal esperada se alivia por medio de las ofertas de ajustes presentadas en el PX y otros SCs. La congestión intrazonal y la inesperada se subsana por medio de las ofertas de ajustes en el mercado de balance		a través de ofertas y demandas marginales proporcionadas por los SCs se alivia la congestión esperada. Los cargos devueltos a los propietarios de los derechos financieros de transmisión (FTR.) El costo de aceptar las ofertas y demandas en el mercado de tiempo real es recuperado a través de los SCs de la zona	Los participantes deben asumir las pérdidas nodales marginales (calculadas en promedio)	Las compañías de distribución deben asumir los costos operativos y hundidos de la red de transmisión
Colombia	El ISO programa reprograma el despacho ideal considerando las restricciones estáticas y dinámicas de las red		Las diferencia entre el despacho ideal y el real se liquida entre los generadores excedentarios y los deficitarios, al precio ofertado por el primero	Las pérdidas son asignadas a los comercializadores en proporción a la demanda al interior de sus fronteras comerciales	Cargos por conexión y cargos por uso de la red. A partir del 1/1/00 la construcción de redes será licitadas y remuneradas a 25 años según el monto especificado por la oferta ganadora
España	Mediante el retiro e incorporación de ofertas en los mercado diarios e intradiarios utilizando las mismas ofertas de generación de esos mercados		La congestión es tarifada a precio marginal de la última unidad llamada a generar para aliviar la congestión	La energía programada incluye la pérdidas que se valorizan al precio del mercado respectivo	Tarifas de acceso y cargos por uso.

V. ANÁLISIS DE LA BOLSA

Al hacer un seguimiento de las BBEE que funcionan bajo el formato de autodespacho, o bien bajo el sistema de precios libres con despacho centralizado, se detecta un hecho que es recurrente; la preocupación de la autoridad reguladora por las consecuencias que pueda tener este régimen de ofertas en el mercado. En particular en lo que respecta a las posiciones dominantes en el mercado o poder de mercado.

En este capítulo se entrega una descripción de este fenómeno, sus causas, consecuencias, formas de contrarrestarlo y las corrientes de investigación que pretenden cuantificar el efecto potencial y real, que tienen prácticas de este tipo, con el fin de caracterizar y definir cuales son los potenciales riesgos y beneficios inherentes a una BE y su regulación.

5.1. El Poder de Mercado

Se conoce como poder de mercado (PM), la capacidad de un agente de influir en el precio del mercado, independiente de las acciones tomadas por otros agentes. Desde el punto de vista económico el poder de mercado se reconoce como la capacidad de un agente de alterar el precio del mercado de manera de alejarlo de niveles competitivos.

En el caso de los mercados mayoristas de electricidad el objetivo del PM es elevar artificialmente los precios spot, a través de una modificación en el precio o restringiendo la cantidad ofertada. El PM puede ser ejercido por un agente en particular o por un conjunto de ellos por medio de una colusión.

Los beneficios de la desregulación eléctrica son ampliamente aceptados ya que promueven e incentivan la competencia al interior del sector. Sin embargo, es importante que en el diseño del mercado y en el monitoreo del mismo, la autoridad no pase por alto el hecho que los agentes buscan maximizar sus beneficios y que en caso de tener una posición dominante, estos podrían utilizar estratégicamente el proceso de fijación de precios de manera de obtener ganancias ostensiblemente superiores a la que tendrían si operaran según las soluciones de mínimo costo.

Debido a que la historia de la industria eléctrica está fuertemente marcada por la regulación, hay poca información disponible en que efectivamente se compare las simulaciones de PM con resultados reales de mercados desregulados. La mayor parte de la investigación se ha centrado en simulaciones de mercado basadas en equilibrios de oligopolios no cooperativos.

5.2. Teoría de Juegos y Simulaciones

A causa de que los procesos de desregulación son cada vez más frecuentes, el PM se ha convertido en una de las mayores preocupaciones para autoridades, entes reguladores e investigadores que intuyen los riesgos que pueden presentar fallas en los diseños de los mercados que den lugar abusos de las empresas con posiciones privilegiadas en la industria. Esto resulta especialmente sensible si consideramos que el suministro eléctrico es esencial para el crecimiento de la economía.

Los estudios, que tienen por objeto determinar el comportamiento de los agentes en un mercado, han seguido tres directrices de investigación [Borestein98]:

- a) Análisis de concentración
- b) Modelos de equilibrio de oligopolios no cooperativos
- c) Simulaciones detalladas de costos de producción

5.2.1. Análisis de Concentración

Algunos investigadores plantean el uso de índices de concentración para analizar el efecto o susceptibilidad de una industria al PM, siendo esta una herramienta sencilla que permite hacer una comparación entre mercados. No obstante se ha demostrado que el uso de estos índices presenta limitaciones importantes particularmente en los mercados eléctricos.

5.2.1.1. Índice Herfindahl-Hirschman (HHI)

Este índice es el indicador más popular para la representación del PM y se obtiene simplemente como la sumatoria de las participaciones de mercado de los agentes al cuadrado²⁹.

$$\text{HHI} = 10\,000 * \sum P_j^2 \quad (5.1)$$

Donde P_j es la participación de mercado de la empresa j .

Originalmente este índice fue concebido como una medida de la concentración del mercado, sin embargo en algunos casos es aceptado como un indicador del PM que pueden ejercer las firmas en forma individual.

Sin embargo en el caso de los mercados eléctricos este índice no refleja cabalmente la capacidad, tanto efectiva como potencial de un agente para ejercer PM, ya que lo único que refleja es la distribución actual o potencial de la capacidad de venta y no es útil para estimar como evolucionarían los precios si por ejemplo una firma restringiera su producción. Este aspecto resulta de particular interés en un mercado como el eléctrico donde la capacidad de mantener inventario es limitada y donde la demanda a corto plazo es artificialmente inelástica.

5.2.2. Modelos de Equilibrio de Oligopolios no Cooperativos

Esta es la segunda línea de investigación que por medio de modelos oligopólicos no cooperativos pretende modelar el comportamiento estratégico de los agentes.

5.2.2.1. Modelo de Nash-Cournot

El modelo de Nash-Cournot asume que la variable estrategia administrada por los agentes es la cantidad de energía, de manera que el primer agente estratégico oferta

²⁹ El índice HHI puede tomar valores entre 0 y 1, mientras mayor sea la concertación de los mercados, el valor del índice será más cercano a 1. Usualmente el HHI es multiplicado por 10000 para evitar el uso de decimales.

una cantidad bajo la conjetura que la producción de los otros agentes son conocidas. 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 uno de las firmas con capacidad de alterar el precio del mercado. Como resultado de estas simulaciones las ofertas de cada agentes 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 unilateralmente.

En el contexto de los mercados eléctricos, el modelo Nash-Cournot es una herramienta útil como punto de partida, sin embargo, en muchos mercados simulados los resultados obtenidos mediante este tipo de herramientas tienden a ser notablemente más negativos, desde el punto de vista social, que los equilibrios observados en la realidad. La razón que explica este fenómeno, es que este tipo de simulaciones arroja como resultado el caso más favorable para los agentes estratégicos situación que no siempre ocurre. Ejemplos de este tipo de aproximaciones es posible encontrar en [Schmalensee85] y [Borestein98]

5.2.2.2. Modelo de Bertrand

Otro modelo que refleja el concepto de equilibrio no cooperativo, es el equilibrio de Bertrand. En este modelo la variable estratégica administrada por los agentes es el precio. Sin embargo este modelo presenta limitaciones y supuestos difícilmente aplicables en los mercados eléctricos, como por ejemplo, que una firma puede absorber todo el mercado si coloca un precio menor que el de los demás competidores, expandiendo su capacidad de manera de cubrir la demanda.

Investigaciones realizadas sobre el tema sugieren que una firma debe primero tomar una decisión sobre la capacidad de las unidades y luego competir en base al precio, sujeto a los compromisos de capacidad adquiridos con anterioridad, por lo que el resultado de este ejercicio se aproximaría al equilibrio de Nash-Cournot [Kreps86]. Dada estas características, el modelo de Bertrand suele ser aplicado para encontrar equilibrios en el corto plazo.

5.2.2.3. Modelo de la Curva de oferta

Otra corriente desarrollada bajo los conceptos de teoría de juegos, es un modelo de equilibrio en que los oferentes presentan curvas de oferta, especificando los costos totales para determinados niveles de producción. Resulta atractivo el hecho que por medio de estas curvas se pueda representar el comportamiento de las firmas en forma más precisa. El resultado que entrega el modelo de equilibrio de la curva de oferta es una curva real de precios versus cantidad, al contrario del modelo de Nash-Cournot que entrega simplemente la cantidad a producir. Cabe destacar que la simulación de competencia por medio de la curva de oferta produce resultados más cercanos a los resultados competitivos que aquellos que se obtienen a partir del modelo de Nash-Cournot.

Pero este modelo también presenta desventajas que limitan su utilidad al ser aplicado en determinados mercados, ya que esta aproximación tiende a producir múltiples equilibrios a medida que la incertidumbre sobre la demanda disminuye. El Modelo de la curva de oferta también presenta dificultades en mercados que presentan deficiencias del tipo restricciones de generación o transmisión. Esto se debe a que el modelo se basa en el supuesto que la elasticidad de la demanda no varía en los intervalos de tiempo o para diferentes niveles de demanda. Ejemplos de simulaciones usando el modelo de curva de oferta se pueden encontrar en [Klemperer89], [Green96] y [Borestein00].

Es necesario mencionar que ninguno de estos modelos es capaz de representar la acción de colusión entre los agentes del mercado, por esta razón la mayoría de modelos desarrollados hasta la fecha no consideran este factor y se centran en el estudio de PM que pueda ejercer cada firma en forma individual.

5.2.3. Simulaciones Detalladas de Costos de Producción

Esta corriente de simulaciones corresponde a adaptaciones de modelos que han sido utilizados con anterioridad con propósitos de planeación y regulación. Estos modelos representan las complejidades de la operación del sistema con un nivel de detalle importante, incorporando factores y restricciones que son ignorados usualmente por otro tipo de simulaciones, dando lugar a una representación más fidedigna del mercado al menos desde el punto de vista de la operación física. No obstante estos modelos no están concebidos para poder modelar el comportamiento estratégico de varios agentes. Las

estrategias de ofertas pueden ser representadas modificando la función de costos de las firmas, siendo necesario incluir criterios que sirvan para encontrar las estrategias de equilibrio. Ejemplo de esta corriente de simulaciones se puede encontrar en [Watts98].

5.2.4. Índice de Lerner

Bajo el ejercicio de PM el precio del mercado P difiere del costo marginal (CMg) del sistema. Un índice que refleja esta diferencia se conoce como índice de Lerner.

Este índice se obtiene de la siguiente manera:

$$L = (P - \text{CMg})/P \quad (5.2)$$

Tradicionalmente P es el precio de mercado y CMg es el costo marginal del nivel de producción correspondiente a P [Stoft00], sin embargo este índice puede ser modificado de manera que el CMg represente el costo marginal de una solución de mínimo costo que es en definitiva como se comportaría el mercado bajo el régimen de competencia perfecta [Borenstein98]. De esta manera es posible hacer una comparación con respecto a una referencia competitiva donde los efectos del PM son despreciables.

Este índice no resulta ser del todo confiable a la hora de predecir el PM, ya que es especialmente sensible a la forma y la pendiente de la función de oferta de generación. Por lo que sus resultados se suelen utilizar para compararlos con otros índices.

5.2.5. Consideraciones Dinámicas y Limitaciones de los Modelos

Si las firmas fuesen idénticas, entonces el mercado sería eficiente y fácil de modelar. Sin embargo las compañías de generación en casi todos los mercados presentan diferencias marcadas en lo que respecta a capacidad instalada, tecnología y forma de producir energía, lo que se traduce en diferencias sustanciales de los CMg respectivos.

En particular en el caso de los mercados eléctricos es necesario considerar una serie de factores que van más allá del número o el tamaño de las empresas que conforman el mercado entre los que se pueden nombrar los siguientes:

5.2.5.1. Aprendizaje

La interacción entre los agentes en el mercado ocurre en forma sistemática y continua por lo que es de esperar que las firmas conozcan a sus rivales y aprendan a competir en forma menos agresiva entre sí. Esta relación que se produce entre agentes rivales, puede traducirse en una suerte de cartel o simplemente en un acuerdo tácito de no agresión y de protección del mercado de empresas agresivas que reduzcan los márgenes de ganancias. Esta disminución en la rivalidad al interior de los mercados provocará un aumento en los precios y por ende una reducción en el bienestar social.

5.2.5.2. Elasticidad de la Demanda

En aquellos mercados en donde los consumidores pueden elegir no consumir un bien, o elegir un bien sustituto, los productores no pueden subir sus precios ostensiblemente por sobre los costos sin provocar una reducción importante en las ventas. Por el contrario, si la demanda es inelástica, los productores pueden elevar los precios obteniendo ganancias considerables.

Si bien la demanda eléctrica ha sido considerada altamente inelástica, esto no siempre es válido ya que en mercados como el nórdico, los consumidores, incluyendo los regulados, enfrentan tarifas diferenciadas dependiendo la hora del día. De esta manera si bien un consumidor no elige entre consumir o no, este puede “trasladar su consumo” a horas de menor tarifa, creando una demanda más sensible al precio.

5.2.5.3. Elasticidad de la Oferta

En mercados donde los productores pueden elevar su oferta sin que esto implique un aumento sustancial de los costos marginales, se da la situación en que un productor difícilmente podrá dejar de producir para reducir la oferta y aumentar los precios, ya que la contracción de la oferta sería contrarrestada por un aumento en la producción de los competidores.

Por el contrario si los productores enfrentaran restricciones de capacidad y los costos marginales tuviesen una estructura escalonada creciente, es posible que un productor disminuya su producción sin que hubiese una respuesta que compense la

reducción por parte de la competencia. Esta situación es característica en los mercados eléctricos.

5.2.5.4. Incentivos de los Productores

En los mercados actuales es posible encontrar una serie de agentes de diversa índole, como lo pueden ser empresas estatales, generadores no regulados, autogeneradores, empresas verticalmente integradas, etc. Por lo que es necesario distinguir el tipo de incentivo que persiguen cada uno de los agentes ya que no todos buscaran maximizar sus ingresos, por el contrario puede haber agentes que estén más interesados en tener un suministro de mejor calidad a un precio más bajo, como es el caso de los autoprodutores cuyo objetivo primordial es servir su carga nativa. Considerando estos antecedentes es preciso diferenciar entre los tipos de agentes en el momento de hacer las simulaciones.

5.3. Como se Ejerce el Poder de Mercado

Para poder hablar de PM es necesario tener una referencia de precio y producción en ausencia de posiciones dominantes. Usualmente esta referencia está dada por una operación de mínimo costo como si todas las firmas fuesen tomadoras de precio.

Si bien al interior de un mercado tanto oferentes como demandantes pueden gozar de posiciones privilegiadas, ya sea a través de prácticas monopólicas o monopsónicas, en el caso de los mercados eléctricos el fenómeno está caracterizado por la capacidad de ciertas firmas de reducir su producción o aumentar el precio al que están dispuestos a vender su producción para elevar el precio de mercado.

Según [Wolak96] el PM de las firmas dominantes se ejerce mediante la declaración de indisponibilidad de generación de ciertas unidades durante determinados períodos de tiempo de manera que unidades más caras deban suplir esta demanda aumentando el precio marginal del sistema.

Hipotéticamente se puede presentar el caso de una empresa con una pequeña participación de mercado que reduzca su producción y debido a las restricciones de capacidad, transmisión o costos, ninguna empresa sea capaz de cubrir la demanda originada, convirtiendo a esta firma, que en el papel tenía poco o nada de PM, en una

capaz de alterar por sí sola el precio spot, ya que ésta deberá ser despachada independiente del precio que oferte, desviándose considerablemente de su costo marginal.

5.4. Consecuencias del Poder de Mercado

El ejercicio de PM resulta siempre en un aumento de los ingresos de los generadores, como resultado de una transferencia de bienestar de los consumidores a los productores. Este intercambio se produce debido a que un alza en el precio produce una reducción del consumo. Esta situación da origen a una falla de mercado ya que el valor que le asignan los compradores al consumo perdido es mayor que el costo en que incurren los generadores. Sin embargo dada la casi nula elasticidad que presenta la demanda de energía en el corto plazo, debido a que los usuarios finales no suelen enfrentar tarifas diferenciadas según el horario del día, el impacto sobre el consumo es más bien irrelevante. En consecuencia la falta de la elasticidad no se debe a la insensibilidad de los usuarios finales al precio de la energía, si no más bien a que, dados los modelos tarifarios comúnmente en uso, el valor que ellos pagan es relativamente estable en el tiempo, siguiendo las tendencias del precio spot y no las fluctuaciones periódicas.

La presencia de firmas con posiciones dominantes pueden llevar al mercado a una distribución ineficiente de la generación, donde las firmas estratégicas privilegiarán el despacho de unidades más caras de generación de su propiedad por sobre las más económicas de manera de maximizar el margen de contribución y el precio sea lo más cercano posible a su ingreso marginal [Wolak96].

Bajo ciertas circunstancias el ejercicio de PM, tiende a aumentar el nivel de congestión de la red de transmisión lo que tiene un impacto negativo en el sistema desde el punto de vista de la eficiencia en el uso de los recursos y la estabilidad del sistema [Hogan97].

Otro efecto es la utilización de recursos hídricos como variable estratégica para obtener precios superiores, restringiendo la transferencia de agua de períodos húmedos a secos, atentando contra el uso adecuado de los recursos del sistema [Pereira00].

Es necesario destacar que el precio de la energía constituye una señal que da el mercado para la toma de decisiones en el mediano y largo plazo, lo que resulta de suma importancia desde el punto de vista de las inversiones que se deben realizar para la expansión del sistema. Si bien se puede pensar que precios elevados tienden a incentivar las inversiones en un mercado, en el caso que éstos estén influenciados por PM, las inversiones no serán necesariamente eficientes ni rentables, ya que la señal dada por el precio no indica que sea imprescindible expandir la capacidad del sistema, si no por el contrario hacer un uso más eficiente de las instalaciones existentes.

5.5. Poder de Mercado en Sistemas Eléctricos Hidrotérmicos

La posibilidad de guardar energía de un período para otro que presentan las plantas hidroeléctricas de embalse y la estocacidad de los recursos hídricos en el mediano plazo, introducen una variable de decisión que relaciona la operación intertemporalmente. En consecuencia, aparece una suerte de compromiso entre el uso de los recursos hídricos en forma inmediata y el almacenamiento de estos recursos para períodos futuros.

A diferencia de los sistemas térmicos, que se pueden representar por medio de modelos estáticos, la intertemporalidad que presentan los sistemas hidrotérmicos hacen necesario el uso de herramientas de simulación dinámica estocástica para modelar el funcionamiento y comportamiento de los agentes en el mercado.

5.5.1. Simulaciones de Mercados Hidrotérmicos

Para modelar el costo de operación del sistema, asignándole un valor al agua en función de su disponibilidad en los embalses y afluentes, diversos autores plantean dividir los costos de generación en dos funciones como se muestra en la figura 5.1:

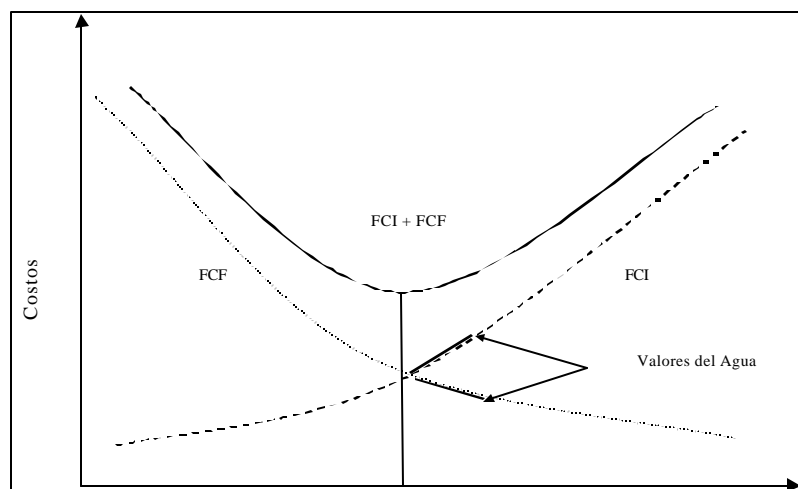


Figura 5.1: Costos vs. Nivel Final del Embalse

Donde la Función Costos Inmediatos (FCI) que está relacionada con los costos de generación térmica, en el período t . A medida que las reservas hídricas aumentan, menos agua hay disponible para generación, por lo que se requiere una mayor cantidad de energía de origen térmico. Función Costos Futuros (FCF) que está asociada con la generación térmica esperada en el periodo $t+1$ hasta el final del mismo. En la figura se aprecia que mientras mayor sea la disponibilidad de agua menor serán los costos futuros.

En general las simulaciones tienen por fin encontrar una solución que permita minimizar el costo global del sistema y la determinación del grado de PM potencial o actual que pueda afectar a un mercado. A continuación se presentan dos simulaciones de mercado hidrotérmicos, el sudeste de Brasil presentado en [Pereira00] y el SIC descrito en [Watts98]. Cabe mencionar no se pretende cuestionar ni validar los supuestos y aproximaciones utilizadas en ambos estudios, si no rescatar los principales resultados y conclusiones desde la óptica que aborda esta memoria.

5.5.1.1. Caso de Estudio: Sudeste de Brasil

El mercado lo conforman dos empresas hidroeléctricas con potencial PM con una capacidad instalada de 4082 MW y 1312 MW lo que corresponde a un 30% y un 9.6% del mercado respectivamente. Los tomadores de precios están formados por 23 centrales térmicas con una capacidad instalada de 8210 MW.

El principio de esta simulación se basa en el equilibrio de Nash-Cournot para oligopolios no cooperativos, por lo que la variable administrada por las firmas estratégicas es la cantidad. Esto implica que cada firma estratégica, sobre la base de la producción de cada competidor, selecciona su propia generación de manera de maximizar sus ganancias. El equilibrio se produce cuando cada uno de los agentes estratégicos tiene una producción que maximiza sus utilidades. De esa manera ningún productor aumentará sus ganancias modificando su producción en forma individual.

El primer paso que estipula el modelo es dividir las empresas o agentes en dos categorías:

- a) Tomadores de precios
- b) Determinadores de precios

En la primera categoría se encuentran aquellos agentes que no tienen la capacidad de influir en la determinación del precio spot. La segunda categoría la componen aquellos agentes que si tienen la posibilidad de afectar el precio y por ello la simulación se centra en esta categoría.

En el caso de los tomadores de precio la cantidad producida por ellos será producto de igualar el costo marginal de cada agente con el precio del sistema, sin embargo en el caso de los determinadores de precio, estos se verán enfrentados a una demanda residual producto de la diferencia entre la demanda del sistema, que se asume inelástica, y el aporte de cada uno de los agentes tomadores de precio.

Para poder comparar el efecto del poder de mercado es necesario establecer un referente que permita hacer un paralelo entre un óptimo de mercado y la situación originada por el equilibrio de Nash-Cournot en presencia de agentes con PM. Para ello se establece un problema que minimice el costo de producción para un nivel de demanda dado. De acuerdo a la teoría, el óptimo para este tipo de problemas se obtiene cuando el precio de mercado es igual al costo marginal del sistema.

Resultados

Usando programación dinámica estocástica el estudio presentado por [Pereira00] que abarca el período comprendido entre 2001 - 2005, entrega las siguientes conclusiones:

- a) A medida que el número de agentes con MP se eleva, tanto el precio como la cantidad ofertada tienden asintóticamente a los valores obtenidos en la simulación de mínimo costo, lo que es bastante lógico que ocurra ya que al aumentar el número de agentes se produce una atomización del mercado, que según la teoría microeconómica genera una competencia perfecta en que el costo marginal del sistema es igual al precio spot del mercado.

- b) Se distingue claramente la capacidad que tienen las plantas hidroeléctricas de elevar significativamente el precio con respecto a las simulaciones de mínimo costo.
- c) Otra consecuencia que se desprende de los resultados, es que plantas hidroeléctricas no sólo reducen su producción si no también disminuyen las transferencias de agua de temporadas húmedas a secas, usando estratégicamente los recursos hídricos disponibles en los embalses.

5.5.1.2. Caso Sistema Interconectado Central Chileno

En el caso del SIC las centrales hidráulicas de embalse y pasada representan cerca de un 60% de la capacidad instalada del mercado y la generación se encuentra concentrada en tres grupos económicos y el sistema de transmisión presenta restricciones importantes derivadas de su topología radial.³⁰

A partir de una modificación del modelo GOL, en [Watts98] se propone una forma innovadora de simular el efecto que tendría en las tarifas de la energía un régimen libre de ofertas bajo los siguientes supuestos:

- a) Los generadores ofertan simultáneamente su producción a precios libres en una base anual.
- b) El despacho se determina en función de las ofertas suministradas por los generadores, estableciendo un lista de mérito que despachará las unidades de acuerdo a la demanda. Se asume que toda la energía es despachada por este mecanismo

³⁰ Ver figura 3.3 y 6.4

- c) Las empresas tiene un nivel de contratos correspondiente al valor esperado de su generación y que el precio de estos contratos es el valor medio de los precios marginales.
- d) Los excedentes / déficit de generación producto de la diferencia entre el despacho y los contratos se liquidan al precio marginal de despacho.

Resultados

Como resultado del modelo Gol modificado se destacan las siguientes conclusiones:

- a) Se puede observar que los precios ofertados por las centrales son superiores a sus costos variables y estos tienden a ubicarse levemente por debajo de los costos variables de la central que las sucede en la lista de mérito.
- b) La central Laja, núcleo de la optimización, bajo ciertas circunstancias puede llegar a ofertar precios que superan incluso a centrales térmicas, ya que debido a su tamaño necesariamente debe ser despachada para atender la demanda del sistema.
- c) Otra conclusión que debe ser destacada, es el impacto que tienen la incorporación de centrales de ciclo combinado, que presionan a la baja el precio de la energía, debido a que esta tecnología tiene costos variables más bajos que otras plantas térmicas, situación confirmada por las sucesivas bajas que experimentó el precio de nudo desde la introducción de esta tecnología en el período 1997 – 2000.
- d) Lo más relevante, desde el punto de vista que aborda este estudio es el impacto que tendría en los precios un cambio en el régimen de despacho. En caso que cada central defina su estrategia en forma autónoma, el precio de la energía registraría un alza del 17,2% en comparación con el caso base. En caso de que las empresas se comporten como holding, es decir desarrollando una estrategia común para todas las empresas pertenecientes a un mismo grupo económico, el alza ascendería a un 27,5% con respecto al caso base.

5.6. Mitigación de Poder de Mercado

A la luz de los antecedentes expuestos, el PM ejercido por los agentes tiene un impacto negativo para el bienestar social, por ello es necesario analizar y buscar fórmulas que permitan no sólo detectar si no prevenir prácticas que atenten contra la libre competencia y la eficiencia del mercado.

Un aspecto particular de los sistemas predominantemente hidroeléctricos es la variabilidad de los flujos monetarios de los agentes en el mercado. Si bien en el corto plazo la volatilidad de los ingresos es más bien pequeña ya que el agua puede ser guardada de manera de transferir energía de horas fuera de punta a horas punta. En el mediano plazo las utilidades pueden registrar fluctuaciones debido a que estos sistemas están diseñados para asegurar el suministro bajo condiciones de hidrología adversa, situación que no ocurre frecuentemente. Como consecuencia de esto la mayor parte del tiempo el precio spot del mercado es bajo debido al exceso de capacidad instalada. Sin embargo, cuando el sistema se encuentra bajo condiciones secas, el precio spot puede llegar a subir bruscamente producto del despacho de unidades térmicas más caras.

Existen distintas formas y herramientas para mitigar el PM entre las que se destacan las siguientes:

- a) Los contratos bilaterales
- b) Precios topes (price caps)
- c) Facilitar la elasticidad en la demanda
- d) Fomentar la entrada de nuevos participantes
- e) Inversión en capacidad de transmisión
- f) Cambios en la legislación

5.6.1. Contratos Bilaterales

Una forma de protegerse de las fluctuaciones de los precios spot y por ende la variabilidad de los ingresos/egresos, es recurriendo a los contratos bilaterales, en los

cuales se define la cantidad, el precio y el período de tiempo en que la energía será entregada físicamente al comprador.

En [Pereira00] se analiza el impacto de los contratos en los cuales el generador asegura un ingreso constante vendiendo parte de su producción. Un efecto inmediato de este tipo de contratos es que mientras mayor sea la capacidad comprometida en contratos, menor será el impacto de los precios spot en los ingresos del generador. De esta manera el uso de contratos es una herramienta útil para disminuir el PM. De acuerdo al modelo, a medida que el porcentaje de energía ligada a contratos bilaterales es mayor, los precios spot disminuyen [Wolak00]. La explicación de este fenómeno radica en que al tener más energía comprometida, se registra una disminución en la disponibilidad de energía para ofertar. Lo mismo ocurre con la demanda residual que enfrentan los determinadores de precios. Debido a esto habrá un aumento en la competitividad para colocar los remanentes de energía en el mercado, ya que el número de generadores capaces de suplir la demanda residual será mayor.

Los contratos bilaterales introducen un cambio en los incentivos que persiguen las estrategias de las empresas al ofertar. Si se considera la situación en que un generador tiene comprometido el 100% de su capacidad en contratos bilaterales a un precio P_c , se asume que este precio es constante y además que es levemente superior al costo marginal CM_g . Entonces el precio spot es irrelevante para la empresa mientras esta sea despachada en toda su capacidad y pueda cubrir sus obligaciones. El generador para estar seguro de ser despachado debe siempre ofertar precios bajo el precio spot P_s del sistema. Ahora si la empresa oferta un precio por encima del P_s y no es despachada entonces se verá en la obligación de comprar energía en el mercado spot para cubrir sus contratos. Suponiendo que el P_s es mayor que el CM_g , entonces los ingresos de la empresa estarán dados por $P_c - P_s$ y no por $P_c - CM_g$ que obtendría en caso de ser despachada. Como $P_c - CM_g > P_c - P_s$, el agente preferirá producir la energía para cubrir sus obligaciones. Por esto si cada empresa tiene comprometido el 100% de su capacidad en contratos, todas las firmas deberían ofertar su costo marginal CM_g , lo que tiene como consecuencia inmediata que el precio spot tienda a ser estable y relativamente bajo en el tiempo [Stachetti99].

5.6.2. Precios Topes (Price Caps)

La utilización de precio máximos para la comercialización de energía es una herramienta utilizada para limitar el PM que determinados agentes generadores puedan tener debido a fallas en los mercados. Si bien no existe consenso si la utilización de price caps es adecuada en los mercados eléctricos, es un hecho que esta herramienta sirve para evitar que los precios suban indiscriminadamente, en particular cuando los mercados están en una etapa de formación y son susceptibles a prácticas monopólicas.

La forma en que operan los price caps, es simplemente determinando un valor máximo, el cual se pagará en el mercado de ajuste en tiempo real, de esa manera los compradores de energía no estarán dispuestos a pagar un precio mayor en los mercados forward a corto plazo o en contratos bilaterales, ya que siempre existe la posibilidad de adquirir la energía en tiempo real a un precio no superior al máximo.

La aplicación de price caps puede ser cuestionada ya que existe el riesgo de que los generadores no estén dispuestos a vender su energía a un precio determinado, originando situaciones de desabastecimiento, a pesar de que hay energía disponible en el sistema.

5.6.3. Facilitar la Elasticidad en la Demanda

De acuerdo a [Stoft00] una de las razones más importantes que originan el poder de mercado es la falta de mediciones y facturaciones en tiempo real. Debido a esto los consumidores no tienen la posibilidad de enfrentar tarifas variables dependiendo del horario y de esa forma hacer más sensible la demanda a las fluctuaciones de los precios spot de la energía³¹.

Un claro avance en este sentido se presenta en el mercado nórdico donde los consumidores enfrentan tarifas diferenciadas, teniendo éstos la posibilidad de “trasladar” su consumo hacia horarios que presentan una menor tarifa optando a energía más barata y reduciendo la demanda agregada en las horas punta.

³¹ Haciendo un paralelo con el mercado de la telefonía, donde los consumidores enfrentan tarifas diferenciadas dependiendo del horario en que deseen utilizar en servicio, ya sea horario normal o económico

5.6.4. Fomentar la Entrada de Nuevos Participantes

Se busca reducir el PM definiendo reglas que incentiven la incorporación de nuevos agentes al mercado para aumentar la competencia en el sector. Esto se suele hacer por medio de las siguientes medidas:

- a) Construcción de plantas de ciclo combinado a gas natural aprovechando las ventajas de este tipo de unidades
- b) Facilitar la entrada al sistema de autogeneradores y cogeneradores
- c) Subsidios y franquicias a fuentes de energía alternativas y renovables

Sin embargo no siempre es necesario que realmente ingresen agentes al mercado. Basta con que las barreras de entrada sean bajas y que la regulación incentive la incorporación de nuevos actores, para que los agentes consolidados concientes de esta amenaza potencial, no busquen rentas sobre normales y mantengan los precios a niveles competitivos.

5.6.5. Inversión en Capacidad de Transmisión

Una de las principales razones que inciden en el ejercicio de PM es la congestión en las redes de transmisión. Para evitar este fenómeno es necesario que las redes de transmisión sean consideradas como un bien público y que el plan de desarrollo de éstas sea hecho considerando la eficiencia en términos de los beneficios sociales del sistema. Para esto es necesario que el diseño del sistema de tarifación por el uso de las redes no sólo incluya cargos por congestión, cargos por acceso y uso, si no que vele por el funcionamiento del sistema y evite el abuso de PM producto de la congestión.

Otro aspecto que cabe destacar es la posibilidad de interconectar sistemas y permitir la comercialización de energía entre estos sistemas de manera que haya un mayor número de agentes compitiendo al interior de un mercado. Tal es el caso de la interconexión proyectada entre el SIC y el SING que se prevé ocurrirá en 2003 [Mercurio010316].

5.6.6. Cambios en la Legislación

Si bien los cambios en las reglas del juego no son una señal bien vista por los agentes, a veces errores en los diseños de los mercados eléctricos hacen necesario recurrir a cirugías mayores de manera de subsanar los perjuicios y abusos que puedan presentarse. Tal es el caso de Inglaterra y Gales donde el PM ejercido por los generadores, en conjunto con el régimen de tarificación de la energía hicieron necesario un nuevo marco regulatorio.

En el caso de Nueva Zelanda se especifica en forma explícita que el ejercicio de PM por parte de los agentes dará lugar a cambios en la regulación en orden de evitar estas prácticas.

5.7. Conclusiones

El poder de mercado (PM) es un obstáculo que atenta contra la eficiencia y la libre competencia en los mercados eléctricos. Simulaciones demuestran que la producción total en presencia de PM es menor que la entregada por la solución de mínimo costo, en tanto los precios son mayores en el caso que haya empresas ejerciendo PM. Cabe destacar que si el número de empresas capaces de manipular el precio aumenta, entonces los efectos de prácticas monopólicas disminuyen considerablemente.

Para simular el PM en un mercado hidrotérmico es necesario utilizar herramientas de programación dinámica estocástica. En este documento se revisó el caso de plantas hidroeléctricas con PM [Pereira00] [Watts98], para ello la función objetivo que presentaban estos agentes era la maximización de sus ingresos como la suma de los ingresos inmediatos y los futuros. Se destaca que las estrategias elegidas por las empresas tienen como efecto en el mercado una alza en los precios spot así como una disminución en la transferencia de agua desde épocas húmedas a secas.

Un tercer aspecto que es necesario acentuar, es que el uso de contratos bilaterales reduce considerablemente el efecto del PM en los precios spot. Conforme aumenta el porcentaje de capacidad comprometida en contratos se aprecia un aumento en la producción y un menor precio spot. La ventaja que los contratos representan para los agentes es la disminución en la variabilidad de los ingresos/egresos, entregando flujos monetarios más estables durante el tiempo de vigencia de los contratos.

Por otro lado de acuerdo a [Stachetti99], los factores que fomentan la presencia de PM son fundamentalmente dos:

- a) La holgura entre la capacidad de producción y la demanda es pequeña
- b) La presencia de agentes con participaciones de mercado importantes

Si la holgura es pequeña entre capacidad de producción y la demanda, en particular durante horas punta, implica que para cubrir la demanda todas o casi todas las empresas deben ser despachadas, independiente del precio que oferten, originando una

situación en que el PM puede ser ejercido por cada uno de los agentes. En el otro extremo si la capacidad instalada excede con creces la demanda, entonces la competencia por ser despachado, presionará las ofertas hasta el costo marginal de cada uno de los oferentes.

La alta participación de mercado de una empresa resulta riesgosa desde el punto de vista del PM ya que surge la situación en que esta empresa tenga que ser despachada para poder cubrir la demanda, debido a la ausencia de alternativas capaces de suplir energía adicional. Por lo tanto si bien en el comienzo de este informe se restó importancia al impacto de la concentración de mercado, este factor no se debe pasar por alto.

Desde el punto de vista de la regulación no se puede obligar a los agentes a construir exceso de capacidad, por lo que el mercado debe ser capaz de entregar las señales adecuadas para que la expansión del sistema sea la requerida. Una herramienta de la cual dispone la autoridad para mitigar el efecto de PM es restringir la integración horizontal de las empresas de manera de evitar el fenómeno descrito en el párrafo anterior.

VI. LA BOLSA DE ENERGÍA EN CHILE

Bajo este capítulo se realiza un análisis del contenido y alcance del articulado del proyecto de ley, haciendo especial mención a que, como se trata de un anteproyecto, se puede incluir en él, un cuestionamiento amplio tanto de su contenido, como de las opiniones conocidas, entre ellas: las de la autoridad, las de los representantes de las empresas del sector y las de los expertos en esta materia.

El capítulo se divide en cuatro secciones, la primera relativa a los fundamentos de los cambios introducidos en la ley, deteniéndose especialmente a comentar las normas que regulan el mercado eléctrico y la creación y funcionamiento de la BE, además de las opiniones y posiciones expuestas por los ejecutivos de las empresas del sector y la opinión de los expertos.

En una segunda parte, se analizan de manera más específica las normas sobre el mercado eléctrico, en especial aquellas sobre los conceptos de mercados de largo, mediano y corto plazo, este último como el espacio donde la BE desarrollaría sus funciones y en una perspectiva de su relación con la BE, se revisan las normas sobre: operación de los sistemas interconectados, sistemas de distribución y normas sobre seguridad, calidad y continuidad del servicio.

En la tercera parte, este trabajo realiza un análisis sobre las normas específicas que definen la creación y funcionamiento de la BE aquí se presentan los comentarios que surgen de las definiciones de objetivos, funciones y exigencias que se hacen a la BE en la ley, respecto de los que la experiencia internacional de BE y cuando la ocasión lo amerite haciendo paralelos con las bolsas de valores o commodities.

En la cuarta y última parte, revisando las condiciones actuales del mercado chileno y haciendo un paralelo con la experiencia de otros países en la materia, se lleva a cabo un análisis cualitativo que pretende caracterizar las posibles consecuencias que se podrían presentar en Chile, al llevar a cabo un cambio en el modelo de despacho basado en costos a uno basado en ofertas o precios libres, como lo propone el nuevo proyecto de ley.

6.1. Análisis del Anteproyecto de Ley General de Servicios de Eléctricos

El Ministerio de Economía y la Comisión Nacional de Energía CNE entregaron a la Secretaria General de la Presidencia un anteproyecto de Ley eléctrica orientado a modificar el actual cuerpo legal que actualmente regula al sector. Lo que en un comienzo fue presentado como un borrador en septiembre del 2000, ha sufrido algunos cambios y aclaraciones por parte de la autoridad. La Ley se dividió en una llamada Ley corta que tiene básicamente como objetivo evitar situaciones de racionamiento en el SIC en los próximos años, por medio de mecanismos que incentiven la instalación de capacidad de reserva y por una normativa de transmisión que aclare aspectos respecto de la remuneración de estos sistemas y que permita la interconexión SIC-SING. Por otro lado la Ley larga que guarda un propósito de largo plazo, incluirá temas definidos en [Borrador00] y no será discutida con la urgencia que tenía el proyecto original, para poder profundizar los consensos entre los agentes del mercado y así evitar situaciones que provoquen fallas de mercado.

Esta iniciativa según lo señalado por la autoridad, está basada en estudios y conclusiones acerca de las condiciones en que se encuentra actualmente el sector eléctrico del país [Borrador00]. En especial, durante la discusión se ha observado como factores determinantes para el cambio de la ley, lo siguiente:

- a) Los hechos derivados de la crisis energética de los años 1998 y 1999, respecto de los cuales se llegó a la decisión de resguardar la disponibilidad del servicio de energía eléctrica, en términos de calidad y continuidad para los consumidores.
- b) Las necesidades de introducir reformas en el mercado, de manera que pueda modernizarse introduciendo nuevos factores de competencia.
- c) La necesidad de reforzar las decisiones de inversión privada, en un contexto de mediano y largo plazo ante el crecimiento de la demanda, también observado durante los últimos años.

En la discusión que ha seguido a esta iniciativa, se deja ver que detrás de los aspectos formales anteriores, la autoridad concluye que en el sector generador no se han desarrollado condiciones de competencia y que en éste hay segmentos como la transmisión y distribución que son monopolios naturales y por tanto requieren de una regulación eficiente y compatible con la actuación del interés privado [Minuta00].

Por otro lado, la autoridad piensa que sectores como la transmisión presenta debilidades para asegurar un desarrollo compatible con la demanda de los sistemas interconectados, y por lo tanto requieren de incentivos, especialmente en cuanto a tener claridad acerca de las condiciones en se fijan sus tarifas y peajes en un horizonte de largo plazo. En este mismo contexto, la realidad de crecimiento inmediato y futuro del país requiere de una ley que abra oportunidades de inversión en generación y transmisión, segmentos del negocio que requerirían de inmediato nuevas inversiones.

Por su parte los representantes de las empresas de los diferentes sectores de esta industria, casi en su totalidad empresas filiales de corporaciones eléctricas extranjeras, han señalado oportuna la modificación, resaltando la necesidad de fijar normas que den claridad en aquellos aspectos contradictorios entre la ley y el reglamento actual [Quepasa00]. También han sostenido que las nuevas inversiones en generación sólo vendrán en la medida que las tarifas reflejen un incentivo real a invertir [Est150900]. En tanto las distribuidoras ven con mayor cuidado el proyecto de ley, por cuando en este ámbito se contempla la incorporación de factores de competencia que podrían alterar sus resultados y las obligaría a estructurarse de manera diferente para competir con las nuevas comercializadoras que se deberían crear [Est091000].

En este ambiente de opiniones y discusión se elaboró el presente capítulo, desarrollado como un documento de análisis que refleja la situación del momento que vive el sector eléctrico chileno.

6.2. Fundamentos de los Cambios a la Ley

Desde un punto de vista microeconómico del sector, el anteproyecto sustenta una modificación a la ley general sobre servicios de electricidad en Chile, siendo sus objetivos centrales entregar un nuevo marco jurídico que permita garantizar a los usuarios la disponibilidad de energía eléctrica en términos de calidad y continuidad del servicio y a

los agentes de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización las condiciones de seguridad y estabilidad para sus inversiones.

Por una parte, la iniciativa expuesta postula entregar normas al mercado para que el precio refleje los costos reales de proveer energía en un horizonte de corto, mediano y largo plazo, generando señales correctas para que los consumidores puedan manifestar su disposición a pagar por tal servicio.

En segundo término, se orienta a que los mecanismos de mercado jueguen un rol cada vez más importante en las decisiones, aprovechando los espacios que permiten nuevos factores de competencia en los distintos segmentos de esta industria. En particular en la generación y comercialización. Con ello la autoridad espera un mayor dinamismo y eficiencia en las inversiones, para que puedan responder al crecimiento que registra la demanda.

Respecto a la oferta del servicio, la iniciativa postula dar señales económicas que hagan posible que las decisiones de los privados se acerquen a los intereses de los consumidores. En tal sentido, se persigue una profundización de los mecanismos de mercado y aprovechar los incentivos que se puedan dar a través de la regulación. En este caso haciendo que los costos asociados se puedan minimizar, por ejemplo en aspectos que hasta ahora han originado discrepancias, como el caso de la fijación de tarifas: precio de nudo, peajes de transmisión, tarifas de clientes regulados y otras.

Con este marco como referencia, la iniciativa del Gobierno sostiene que el mercado eléctrico tiene de manera natural elementos de imperfección. Así por ejemplo, la distribución es un monopolio natural, la transmisión presenta niveles muy importantes de economías de escala e indivisibilidades que hacen conveniente el uso compartido de los sistemas de alto voltaje. Asimismo se mantiene que en la generación es posible introducir mayores niveles de competencia, sin embargo, en la mayor parte de este segmento las inversiones posibles y las opciones técnicas, están lejos de acercar este mercado a modelos de real competencia.

El diagnóstico general desde el cual se parte, es que el mercado no se ha desarrollado en las condiciones de competencia que podría tener, aún considerando la existencia de monopolio natural en los segmentos de transmisión y distribución. La

presencia de integración vertical no regulada, la falta de transparencia en la operación del sistema, las falencias en el ámbito de la determinación de tarifas reguladas, los deficientes mecanismos de solución de controversias y la insuficiente relación entre las condiciones de demanda y las ofertas, son elementos que conducen a que los precios no reflejen las reales condiciones de mercado, que la calidad y seguridad en la provisión del servicio no estén suficientemente garantizadas y que persistan barreras a la entrada para potenciales inversionistas [Minuta00].

Según la autoridad, la experiencia de los últimos años ha mostrado claramente que el marco regulatorio actual no fue capaz de direccionar la gestión del sector de forma de garantizar una calidad de servicio aceptable en el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande y una continuidad y seguridad de suministro adecuada en el caso del Sistema Interconectado Central. Bajo el análisis que la CNE presenta se demuestra que la normativa actual tiene vacíos y limitaciones de fondo, que de no ser resueltos satisfactoriamente se convertirán en problemas más agudos para el desarrollo del sector.

Así, bajo la orientación que la autoridad trata de dar al nuevo cuerpo normativo, las modificaciones legales que se proponen, respetan el principio esencial de que sea el mercado inducido a actuar en la dirección más correcta, a través de incentivos que generan los precios. En aquellos aspectos donde las condiciones de la industria ameriten intervención de órganos reguladores, esta intervención será guiada por principios económicos que conduzcan a la eficiencia de cada segmento y a un proceso regulatorio, sobre la base de conceptos de:

- a) Equidad y justicia económica en el trato a los consumidores
- b) Transparencia de los mercados
- c) Una creciente y activa participación del consumidor como sujeto central de la gestión el sector.

6.2.1. Elementos Centrales de la Reforma Propuesta

Las grandes reformas que la modificación legal introduce al marco regulatorio, se relacionan con el fortalecimiento de la competencia en la generación a través de:

- a) La reorganización del mercado mayorista y minorista.
- b) El fomento de la calidad del servicio mediante la incorporación de dicha dimensión en los contratos.
- c) El perfeccionamiento de la regulación de los medios de transporte (mercados no competitivos).
- d) La parcial desintegración vertical del mercado.
- e) El perfeccionamiento de los mecanismos de fijación de precios y solución de controversias.

6.2.1.1. En Relación con la Organización de los Mercados

Se modifica la organización del mercado, y las instituciones que participan en él. Específicamente se propone lo siguiente:

- a) El fortalecimiento de un mercado de contratos bilaterales de mediano y largo plazo, donde las decisiones y definiciones acerca del precio y la calidad que cada cliente quiera tener, queden definida en estos contratos.
- b) Dar preferencia a los contratos bilaterales para fines de despacho y de precio.
- c) Establecer una bolsa de energía administrada en forma independiente de las empresas para realizar transacciones de ajuste de corto plazo.
- d) Establecer un operador independiente del sistema, encargado del despacho y los ajustes en tiempo real.
- e) Introducción del comercializador, como el agente encargado de estructurar el suministro a nivel de cliente final no regulado, y como factor de información y agilización del mercado.

- f) Distinción entre sistemas en que puede establecerse un mercado competitivo y aquellos que por su tamaño aún constituyen una industria integrada con una empresa operadora en todos los segmentos.
- g) Ampliación del mercado no regulado en los sistemas con potencial de competencia.

6.2.2. Visión de la Autoridad sobre el Mercado de Energía Eléctrica

Cuando el proyecto habla del mercado de energía eléctrica entiende que el segmento potencialmente competitivo de éste es el suministro, entendido como la cadena que incluye la generación, la oferta de generadores a comercializadores y las ofertas de comercializadores a clientes finales. Como consecuencia, no se consideran competitivos los segmentos de transporte, que incluyen la transmisión y la distribución, los que de acuerdo a su concepción requieren un tipo de regulación distinta.

A diferencia de la visión centralizada que caracteriza la organización y operación actual, el proyecto concibe la operación del mercado de energía como un proceso descentralizado. Este cambio de enfoque se refleja en primer lugar en la relevancia que se da a los contratos bilaterales de suministro, sean éstos de corto, mediano o largo plazo. Se entiende que los agentes que compran a nivel de generación, es decir los distribuidores, los comercializadores y los clientes no regulados, son capaces de representar fielmente la demanda en términos de disposición a pagar, calidad deseada, y seguridad de abastecimiento. Los generadores, por su parte, conocen sus costos, la incertidumbre a nivel de producción, y por lo tanto, su función individual de oferta. Se considera entonces que en la interacción entre los agentes de la oferta y de la demanda será donde se produzca la competencia, y en este caso, en forma descentralizada se definen los niveles de calidad y seguridad y los precios del mercado.

Los supuestos que se comentan a continuación son los que caracterizan la visión que tiene la autoridad sobre el mercado eléctrico:

- a) A nivel de generación éste no es un mercado perfectamente competitivo y tampoco es un mercado con un producto uniforme en cuanto a exigencias de seguridad, por lo tanto no se busca un precio único, ni una seguridad única de

suministro, no obstante en la medida en que el mercado crezca y se amplíe se hará posible una mayor cantidad de ofertas independientes, y el grado de perfección competitiva aumentará progresivamente.

- b) Las decisiones más relevantes en la asignación de recursos en este mercado son de largo plazo: en el caso de los generadores, la inversión que es fija en el corto plazo, constituye una parte muy relevante del costo total, y tiene además una larga vida útil. En lo que respecta a los consumidores, las decisiones de consumo están asociadas a inversiones de capital que representan decisiones de largo o mediano plazo en el caso de los industriales y a hábitos de consumo, en el caso de clientes residenciales, los que no se modifican fácilmente en el corto plazo.

En estos dos criterios se fundamenta lo postulado por la CNE, cuando asume que las condiciones de oferta y demanda del mercado se expresan mejor mediante acuerdos o contratos de mediano y largo plazo y que la optimización en la asignación de recursos está mejor reflejada en las decisiones de mediano y largo plazo de los diversos agentes y del mercado globalmente considerado.

En la normativa propuesta, se ha denominado “mercado mayorista” a las transacciones de corto plazo que ocurren entre generadores y para ellos se considera que el óptimo se alcanza a través de minimizar, en forma centralizada y en el corto plazo, el costo global de generación. Esto significa que se privilegia un criterio de optimalidad de corto plazo derivado de una gestión centralizada de despacho.

Para que esto represente un óptimo social, debería darse el caso que el óptimo de corto plazo coincida con el de largo plazo y que la optimización de corto plazo sea capaz de considerar en forma ajustada la disposición a pagar y la seguridad de servicio deseada de los diversos segmentos de consumo.

6.2.2.1. Visión del Modelo Actual

La realidad dista mucho del cumplimiento de estas condiciones, ya que en el modelo actual son los generadores los que representan la curva de demanda en forma agregada y suponiendo sólo un nivel agregado de seguridad para todo el mercado, el que

además se deriva de estudios teóricos efectuados por la autoridad y que se representan como una función única (costo de falla).

Este sistema de optimización tiene varias limitaciones fuertes para acercarse al óptimo social:

- a) Dificultad de reflejar la complejidad de las funciones de demanda en una sola función de demanda agregada,
- b) Complicación de representar en modelos matemáticos los cambios en el riesgo de mediano y largo plazo ante decisiones de corto plazo.
- c) Dificultad de que el mercado pueda ser correctamente representado en funciones construidas sobre la base de información y las percepciones del grupo de especialistas que las elaboran.

Estas limitaciones se manifiestan en la práctica en deficiencias en calidad de servicio. En el Sistema Interconectado del Norte Grande, luego de un proceso de altas inversiones en capacidad de generación, el sistema aún muestra problemas de inestabilidad que han obligado a establecer limitaciones a la operación y acuerdos de desconexión de bloques de demanda no remunerados, lo que implica que, son los consumidores los que en definitiva han sido afectados por el deterioro de la calidad. En el Sistema Interconectado Central el déficit de abastecimiento que se produjo en 1998 y 1999 evidenció la dificultad del sistema para reaccionar de manera de minimizar el costo del déficit para todo el mercado.

Son estas las restricciones que pesan en el criterio de la autoridad, por ello en su proyecto propone una organización del mercado y mecanismos de transacción de energía que permitan alcanzar equilibrios de oferta y demanda que reflejen efectivamente las preferencias de los consumidores en cuanto a precio y calidad. En el mediano y largo plazo el mecanismo fundamental para este equilibrio sería la contratación de suministro a través de contratos bilaterales que representan las funciones de demanda de los consumidores y las de oferta de los productores. Si a esto se agregan contratos secundarios de mediano y corto plazo, e incluso de ajustes y ofertas de oportunidad, entre productores, y un mercado proporcionado por la BE donde los agentes de la oferta y de la

demanda realicen los ajustes de corto plazo, no sólo se conseguirá una mejor aproximación al equilibrio óptimo de mercado de largo plazo, si no también se puede conseguir minimizar los costos de producción en el corto plazo, pero sujeto a no afectar el óptimo de largo plazo.

Estructurado sobre esta visión del mercado y en las formas de encontrar los equilibrios se incorporan en el proyecto de ley nuevas entidades con funciones específicas:

6.2.3. Instituciones, Funciones y Mecanismos que Constituirán el Mercado

6.2.3.1. Criterio para el Despacho Físico

A diferencia del criterio aplicado hasta hoy, a futuro se define que el despacho físico no siga estructurándose por orden de mérito, resultante de un modelo de optimización de mediano y corto plazo, si no que se lleve a cabo en función de las contrataciones de energía entre agentes del mercado mayorista, constituido por las transacciones entre comercializadores, grandes clientes y distribuidores con generadores, los contratos secundarios entre generadores, y los ajustes de corto plazo que se transarán en la bolsa de energía.

6.2.3.2. Incorporación de la Actividad de Comercialización

Como mecanismo para ampliar el nivel de competencia entre clientes no regulados la iniciativa consulta incorporar un nuevo agente. Los comercializadores se definen como personas jurídicas que, pudiendo acceder a las redes de transmisión y distribución, tienen la función de comprar y vender energía eléctrica para dar suministro a los clientes libres. Para cumplir esta función deberán negociar precios de generación y de transporte de energía, lo cual producirá un efecto de competencia que hasta hoy resulta desconocido para este mercado. De acuerdo a la definición y funciones que le otorga la ley a estas empresas, su responsabilidad será la de estructurar contratos de energía con diversas opciones en cuanto a la calidad y seguridad para sus clientes finales.

6.2.3.3. Creación de la Bolsa de Energía (BE)

Desde un punto de vista de modernización del sector, la propuesta legal de crear una bolsa de energía quizás sea el concepto más novedoso que se incorporaría al mercado chileno. Sin embargo también parece ser una de las que ofrece mayor incertidumbre en cuanto los resultados que pueda alcanzar.

De acuerdo a la definición y rol que se entrega en el proyecto de ley, esta entidad se crea para que a través de ella se realicen las transacciones de contratos de energía corto plazo.

Para garantizar su condición de independencia, transparencia y objetividad, la ley define que esta será una empresa concesionada en la cual ninguna empresa eléctrica podrá tener participación accionaria. La BE se define como un sistema transacciones único, con funciones consideradas de servicio público. Se debe constituir como sociedad anónima y será supervisada por los organismos correspondientes (SVS). Otro de sus aspectos fundamentales se refiere a que las tarifas por las transacciones estarán reguladas por la autoridad.

6.2.3.4. Operador del Sistema Interconectado (OSIS)

Asimismo bajo la iniciativa se crea un “Operador del Sistema Interconectado”, entidad que se hará cargo de las funciones técnicas del despacho coordinado y del sostenimiento de calidad y seguridad del sistema.

Esta entidad recoge la totalidad de las funciones técnicas del actual CDEC. Al igual que en el caso de la BE, éste operador se concibe como una empresa concesionaria independiente de las empresas de generación, distribución y comercialización, sus tarifas igualmente estarán reguladas por la autoridad. Como única diferencia al caso de la BE se ha dejado abierta la posibilidad de que las empresas de transmisión participen en la sociedad operadora del sistema. El fundamento que usa la autoridad para establecer esta condición dice que tal posibilidad tiene la ventaja de que los sistemas de transmisión que son imprescindibles en la operación de los sistemas interconectados y que una participación regulada y restringida en la propiedad no obstaculiza la transparencia ni la

competencia porque por reglamentación no podrán quedar sometidos a reglas de operación en las que el dueño y operador entren en divergencias.

6.2.3.5. Ampliación del Mercado no Regulado

Bajo el concepto de fortalecimiento de mercado que ha usado la autoridad se postula aprovechar los segmentos que por su naturaleza pueden incorporar un potencial de competencia. Por esto, y aprovechando la experiencia que hay en otros países, la iniciativa presentada amplía gradualmente el segmento de los clientes no regulados. Con ello se crea la posibilidad de ingreso de nuevos actores al segmento de generación (caso de generadoras especializadas por tipo de clientes) y en la comercialización, por las empresas antes vistas.

Este nuevo factor se convierte en un punto esencial del cambio que la autoridad espera producir en el mercado. La estabilidad de mediano y largo plazo y orientaciones que logre el mercado serán ahora a través de contratos por períodos o plazo similares donde por parte de la demanda actuará un mayor número de grandes clientes o clientes no regulados. En términos más precisos la ampliación del mercado no regulado lleva a considerar a los consumidores con una capacidad instalada de demanda mayor o igual a 200 KW, en un proceso gradual de tres años aproximadamente. En el detalle de la ley se establece la obligación de las distribuidoras de identificar a los clientes que están en situación de ser traspasados de un segmento al otro.

En síntesis, las modificaciones presentadas en el ámbito de la organización del mercado tienen como propósito potenciar la competencia en generación y en la contratación de la energía. Para esta última, la incorporación de la actividad de comercialización y los conceptos de calidad y seguridad como factores organizadores del despacho físico se cree serán los que impulsen una nueva dinámica al sector.

Operar en base a contratos bilaterales de energía tiene la gran ventaja de definir claramente las responsabilidades de los proveedores frente a sus clientes. En este marco, el comercializador tendrá incentivos para diversificar su cartera de generadores para buscar mecanismos para reducir su nivel de riesgo, lo cual introduce un efecto positivo sobre la competencia en el segmento de la generación.

Por último, la separación entre la operación física del sistema y su operación comercial entrega una mayor transparencia al mercado, pero tal vez el efecto más significativo esté en que las responsabilidades de los diferentes segmentos puedan individualizarse con mayor rigor a lo que ocurre hoy. Entonces habiendo reglas más claras y menos discrecionales se pueden alcanzar mayores incentivos para invertir entre aquellos potenciales actores que deseen incorporarse al sector.

6.2.3.6. En Relación a los Segmentos y Servicios no Competitivos de la Industria:

- a) Se introducen restricciones y condiciones a la propiedad y la gestión de los sistemas de transmisión, para garantizar acceso abierto a los segmentos competitivos.
- b) Se proponen modificaciones en el sistema de tarificación de la transmisión, de manera que logre tener mayor transparencia, eliminando la posibilidad de discriminación entre usuarios. En éste, la inversión de cada tramo de los sistemas será pagada en función del uso comercial de las líneas, y los costos de operación y mantenimiento serán pagados en función del uso físico de la red.
- c) Se propone el establecimiento de un procedimiento que facilite la expansión de la transmisión de acuerdo a los requerimientos del mercado.
- d) Se modifica el sistema de regulación de tarifas a nivel de distribución.

Son de menor importancia para efectos de esta memoria, las propuestas introducidas en la iniciativa legal respecto de estos segmentos y servicios por lo que sólo se remitirá a mencionar aquellos factores que puedan ser determinantes para los mercados competitivos, en particular aquellos que participaran de la BE.

En el ámbito de la transmisión y distribución, segmentos que la autoridad define como no competitivos de la industria, el criterio normativo que recogió proyecto fue establecer condiciones que permitieran una mayor transparencia en la operación, de modo que los precios de estas funciones representen los costos sociales de proveer los servicios y no se viera obstaculizada la competencia en la generación por trabas en estos segmentos.

De acuerdo a esto el proyecto de ley separa las funciones de comercialización y transporte a nivel de distribución. Como se vio, se establece que el suministro a consumidores no regulados con una demanda mayor o igual a 200 KW y menor a 2000 KW queda a cargo del comercializador, de manera que sólo los consumidores regulados continúan obteniendo suministro por parte de la empresa concesionaria de distribución.

Lo anterior permite abrir de manera gradual una parte sustantiva del consumo de manera que pueda ser atendido por empresas que competirán para atraer a sus potenciales clientes, como se dijo deberán estructurar contratos a nivel de generación para el cliente final, manejar los pagos de peajes de transmisión y distribución, y ofrecer otros servicios a nivel de atención de clientes, como mantenimiento de equipos, asesoría en conservación de energía, medición, facturación, cobranza, etc., que les permitan diferenciarse de otros comercializadores, en especial de las creen las propias empresas de distribución. En este punto se abre toda una polémica.

Algunos análisis sobre el particular han argumentado que para el comercializador será difícil conseguir clientes en las áreas de concesión de las distribuidoras a menos que éstas estén impedidas de participar en comercializadoras, una segunda alternativa sería que las comercializadoras relacionadas a distribuidoras estén impedidas de atender clientes en las áreas de concesión de éstas últimas y sólo pudieran trabajar otras áreas de distribución en el país.

El argumento se basa en que aún cuando los peajes de distribución sean fijados de forma que se impida toda discriminación, las empresas distribuidoras podrán discriminar en calidad de servicio, atendiendo mejor a los clientes de la comercializadora relacionada, en aspectos tales como tiempo de reparación ante fallas, tiempo de conexión, frecuencia de fallas, niveles de voltaje y otros.

La opinión de otros analistas es que es muy difícil discriminar en calidad de servicio a nivel de distribución, porque resulta imposible individualizar físicamente los equipos que afectan a determinados consumidores y en caso de ocurrir, sería el mismo comercializador afectado quién tendría la capacidad y los medios para denunciar el trato discriminatorio, por lo tanto, si juntamente con esto se establecen las atribuciones necesarias en los órganos reguladores CNE y Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para investigar y sancionar cualquier acción discriminatoria, no sería

preciso establecer restricciones a priori para la participación de las comercializadoras relacionadas, evitando rigideces ex ante a la formación de comercializadora

Debido a esto la propuesta legal incorpora obligaciones para las distribuidoras y debe suponerse que en el reglamento que se dicte, deberán quedar solucionados y resguardados aquellos aspectos que se suponen restringirían la libertad de competencia entre las comercializadoras de distinto origen y la obligación de cumplir estrictamente con normas de no-discriminación y asimismo las sanciones a que estarán sujetas en caso de incumplimiento.

6.2.3.7. En Relación con las Garantías de Calidad y Continuidad de Servicio

El análisis en que se basa la propuesta de la CNE puede resumirse en los siguientes argumentos:

- a) Se propone crear un sistema abierto y transparente con definiciones periódicas de normas mínimas de calidad, basado en una evaluación de costos y beneficios, y con participación de los agentes consumidores.
- b) Se fija el establecimiento de un “contrato de suministro” como obligación para todo tipo de cliente, donde obligaciones esenciales deben estar contenidas.
- c) Se postula fijar los requerimientos y condiciones mínimas a los contratos de suministro no regulados, para lograr que sean completos y exigibles.
- d) Se define el establecimiento de niveles máximos de falla normal, a partir de los cuáles las empresas son susceptibles de multa, sin perjuicio de las compensaciones que tendrán derecho a recibir los consumidores afectados por fallas intespectivas y por déficits de generación de larga duración (Art. 133°).
- e) Se propone el establecimiento a través de la Bolsa de Energía y del Operador del Sistema de un mercado de servicios auxiliares, fuertemente relacionado con la calidad de servicio global de los sistemas.

Las definiciones que la propuesta de la autoridad hace en cada una de estas materias si bien en términos generales se pueden calificar como necesarias de contemplar en una legislación que resguarda los intereses de las partes y en particular del consumidor como actor preferente del mercado, también han sido materia de controversia entre los agentes del mercado, la propia autoridad y los consumidores.

El punto esencial es que el proyecto de ley llega a fijar responsabilidades que antes nunca estuvieron contempladas, o si lo estaban, contenían grados de indefinición o criterios contradictorios entre la Ley y el Reglamento que en último término hacían muchas disposiciones inaplicables, en consecuencia el proyecto de ley ahora se preocupa de fijar a nivel del Reglamento las responsabilidades por incumplimiento y con ello la eventualidad de soportar multas elevadas, que cada uno de los actores no quisiera tener que enfrentar.

Así por ejemplo, el tema de determinar las normas calidad y hacer cambios en ellas a través del tiempo se ve como un factor que con toda seguridad será polémico. No se dice en la propuesta cómo ni quién lo fijará, por lo cual se debe entender que tal cuestión queda sometida a una definición de la autoridad, CNE.

6.2.3.8. Rol de los Contratos

El proyecto de ley establece la obligación de celebrar contratos de suministro de energía con cada cliente, y de incorporar explícitamente los niveles de calidad en ellos, para todo tipo de clientes (regulados y no regulados). Asimismo, estos contratos deben explicitar las compensaciones exigibles por el cliente ante incumplimiento de las condiciones de calidad.

El establecimiento de tipos de contratos con diferentes plazos y calidad de suministro, si bien se puede ver como aspectos formales y técnicos, a juicio de este estudio, tales definiciones se convierten en elementos centrales que facilitarán el desarrollo de las transacciones.

La BE no podría desarrollar un mercado y en consecuencia cumplir con las funciones que la ley le fija, si no hubiera un mercado estructurado en base a contratos que fijen las variables principales. Sería lógico esperar que al comienzo sean menos sofisticados, pero con tiempo irán evolucionando para facilitar los negocios entre oferentes

y demandantes del suministro, para hacerlos comparables entre sí, para reducir riesgos de los agentes principales, etc.

Todos estos elementos serán de primera importancia para generar competencia. El hecho que por obligación se les incorpore cláusulas esenciales de responsabilidad entre los distintos segmentos es un aspecto que ofrece seguridad a las partes que transen el suministro. Asimismo, cláusulas sobre los niveles máximos de falla para compensar y las condiciones de los servicios auxiliares.

6.3. Escenarios, Preguntas y Comentarios al Proyecto de Ley

En el título anterior, este trabajo se orientó a mostrar los principales cambios que se pretenden introducir en el anteproyecto elaborado por la CNE y los fundamentos que sostenían la propuesta. Ahora el objeto de análisis de esta parte de la memoria es comentar desde la perspectiva de la BE el articulado que se da para el mercado eléctrico y los factores que restringirían el funcionamiento de los objetivos que la BE debe alcanzar.

Las disposiciones relativas al mercado eléctrico aparecen en el capítulo VII de la Ley, de los cuales se comentarán aquellos concernientes a los siguientes artículos:

- a) 74° – 75° de las disposiciones generales
- b) 76° – 79° relativos a la BE
- c) 84° – 88° relativos a la operación del sistema.

6.3.1. Artículos 74° - 75° : Relativos a las Disposiciones Generales

Dentro de las disposiciones generales, la definición que se da para el mercado público de electricidad indica que éste quedará constituido por contratos de mediano y largo plazo que se suscriban entre consumidores, comercializadores distribuidores y generadores.

También se define que la operación del sistema quedará condicionada a los acuerdos comerciales derivados de estos contratos de largo, mediano y corto plazo, sujeto a las restricciones que se originen en la transmisión. La norma legal establece que la

operación del sistema quedará coordinada y administrada por un Operador del Sistema (OSIS).

De la lectura de los párrafos anteriores se desprenden dos consecuencias inmediatas que para efecto de esta memoria son importantes, por un lado se abandona la idea de organizar el mercado en torno a un pool, de manera que los contratos bilaterales asumen un rol más importante en el despacho de las centrales. Por otro lado se postula la disolución del CDEC en dos entidades que, de acuerdo a la experiencia internacional en la materia, deben operar y cooperar estrechamente, siendo independientes entre sí.

En cuanto a los mercados de corto plazo se les fija como objetivo el dar flexibilidad a la oferta y demanda, permitiendo la convergencia entre inversión de mediano y largo plazo y optimización de la operación en corto plazo. Por último se pide que este mercado tenga la capacidad de dar transparencia a los distintos mercados.

Para alcanzar esta multiplicidad de objetivos se le permite a la BE organizar sistemas de transacciones diarias e intradiarias en las cuales se transarán los excedentes de oferta y la demanda residual que representan ajustes a los contratos suscritos por los agentes en forma privada. A juicio de los analistas, se señala que el conjunto de objetivos que se fija para el mercado de corto plazo es muy variado y ambicioso.

En efecto, si se fijan objetivos múltiples, como servir de mecanismo de convergencia entre las inversiones de mediano y largo plazo y la optimización de la operación en el corto plazo, cabe preguntarse si estos propósitos son alcanzables por medio de la operación de un mercado diario e intradiario o si es necesario introducir instrumentos financieros adicionales.

Basado en estudios sobre el funcionamiento de los mercados bursátiles, si se buscan equilibrios de mediano y largo plazo, entonces la BE debiera tener operaciones en esos mismos horizontes de tiempo de manera de posibilitar el arbitraje entre los precios de los contratos bilaterales y los precios spot de la BE. Sólo de esa forma puede tener influencias sobre los equilibrios de mercado. La experiencia internacional, en sistemas como el de Inglaterra/Gales, California y los países nórdicos, muestra que las BBEE además de las operaciones de corto plazo desarrollan y utilizan instrumentos de mediano y largo plazo como contratos forward estandarizados y opciones.

Si bien la norma determina que la participación en la BE es voluntaria, existe la obligación de informar sobre los contratos firmados fuera de ella. Aquí aparece una interrogante ya que no queda claro como se pretende dar transparencia a la firma de contratos bilaterales que son firmados en forma privada y que sólo son informados en forma ex-post a la bolsa. Esta aprensión surge debido al uso de información privilegiada y a la discriminación que se puede presentar en la firma de acuerdos entre empresas relacionadas, fenómeno que se ve potenciado por la alta integración vertical y horizontal que presenta el sector.

6.3.2. Artículos 76° – 79°: Mercado de Corto Plazo y Bolsa de Energía

Se define que los mercados de corto plazo diario e intradiario serán administrados por la BE, que operará bajo un sistema abierto de ofertas y de requerimientos de corto plazo. Para esto se define que deberá estimular la celebración de contratos de ajustes y que aseguren la transparencia de la información. Adicionalmente se le pide a la bolsa que realice la función de liquidación y conciliación de las transacciones realizadas bajo su administración. Como se puede apreciar estas funciones y atribuciones son plenamente coincidentes con lo descrito en el capítulo IV.

Para realizar la operación de los mercados de corto plazo la BE recibirá ofertas diarias y horarias de compra y venta de energía. El formato bajo cual se deben realizar estas operaciones no está especificado en la ley, sin embargo de acuerdo a aclaraciones posteriores se ha dicho que la operación de la bolsa, al menos los tres primeros años, se regirá por lo siguiente;

- a) Las centrales hidroeléctricas de embalse deberán ofrecer toda la producción no contratada a la BE y entregar, para cada central, un modelo de precio de la energía, definido por la propia empresa. El reglamento precisará las reglas básicas de modelamiento a las cuales deberán sujetarse las generadoras hidroeléctricas de embalse. El modelo propuesto por la empresa y registrado para su operación en la BE y el OSIS, será válido por un año. Este será de conocimiento público y deberá ser corrido diariamente para efectuar la programación de la operación diaria.
- b) Las comercializadoras que oferten en la BE bloques de energía correspondientes a energía contratada con empresas generadoras relacionadas, deberán atenerse a las mismas normas que las mencionadas generadoras en las ofertas presentadas en bolsa.
- c) Las otras centrales deberán ofrecer toda su producción de energía a la BE a un precio único con su fórmula de indexación. Estos precios de oferta serán válidos para un año.
- d) Para el caso de centrales de pasada, se considerará un precio igual a 0.

Este régimen de ofertas tiene dos bondades; al ser los precios ofertados libres, se eliminan las controversias respecto de la interpretación de costos variables y al mismo tiempo se mitiga parcialmente el PM, ya que las ofertas no pueden ser cambiadas durante el período de vigencia, de manera de utilizar estratégicamente la congestión en la red o la salida intespectiva de unidades. Si bien esta medida parece acertada, desde el punto de la vista de la bolsa, este formato desvirtúa su naturaleza ya que no permite el ajuste periódico de las ofertas de acuerdo a la evolución del mercado y a las expectativas de los agentes, transformándolo en un pool encubierto donde el lugar de costos se utilizan precios semi rígidos.

En relación a las ofertas anuales resulta de vital importancia para las unidades hidráulicas el momento en que se hace la oferta, ya que dependiendo si ésta se realiza en el comienzo, durante o una vez finalizado el período de incertidumbre hidrológica, habrá una mayor o menor certeza sobre los recursos disponibles en los embalses. Parece entonces pertinente que las ofertas sean hechas una vez concluida la época de precipitaciones, de esa manera se debieran reflejar con mayor exactitud las reservas de generación en el sistema.

El artículo 78° de la ley establece la función, en conjunto con la CNE, de fomentar el desarrollo de instrumentos financieros para cobertura de riesgos y mecanismos de seguro para aumentar la confiabilidad de los contratos individuales. Si bien no se profundiza como se llevará a cabo, se deja abierta la posibilidad que la BE desarrolle un mercado más robusto y más representativo que incluya contratos que bajo ciertos elementos de estandarización puedan ser transados en bolsa en forma paralela a los contratos bilaterales firmados en forma privada, de manera que la bolsa no sólo sea un lugar de registro para los contratos si no una alternativa válida para transar energía en el mediano y largo plazo, aprovechando las ventajas que ofrecen las transacciones en bolsa y abriendo el mercado a un mayor número de agentes e inversionistas.

Respecto a las demás normas se especifica que la BE debe ser una sociedad anónima, no relacionada con las empresas eléctricas, que será elegida producto de un proceso de licitación que entregará la concesión a la empresa ganadora por diez años. La BE financiará sus operaciones por medio de comisiones aplicadas a los contratos celebrados bajo su administración, las cuales serán determinadas por la autoridad.

Una disposición que resulta relevante desde el punto de vista de la operación de la BE, es la que se plantea en el artículo 155° donde el estado puede intervenir la bolsa en caso que se proyecte un déficit por medio de la apertura de un poder comprador y vendedor y financiado por un subsidio estatal. Resulta contradictorio el poder discrecional que se autoasigna la autoridad para intervenir la BE, ya que si lo que se busca es entregar una mayor libertad a los agentes, esta facultad apunta exactamente en contra de este objetivo.

El modelo colombiano si bien no establece la intervención directa de la BE en caso de racionamiento o situaciones críticas, si contempla la posibilidad de alterar las ofertas de los generadores hidráulicos, bajo determinadas condiciones relacionadas con el nivel del embalse, para cautelar el uso de los recursos y no comprometer el abastecimiento del sistema a futuro.

El uso racional de los recursos, particularmente los hídricos, es un tema sensible y que debe ser analizado, ya que si se traspaesa esta responsabilidad al mercado, nada garantiza que se haga un uso eficiente desde el punto de vista social. Claro que se puede argumentar que por medio de compensaciones a todo evento se asegura que los generadores tomen decisiones que garanticen el abastecimiento del sistema en el mediano plazo. No obstante, la oposición que manifiestan los generadores a estas normas, hacen pensar que un cambio de modelo de despacho, al menos desde el punto de vista del uso eficiente de recursos hídrico, resulta cuestionable.

En directa relación con el funcionamiento de la BE y su régimen de precios, el proyecto establece la eliminación del pago por capacidad, si bien significa un paso adelante en la liberalización total del sector, no se debe soslayar que este pago es una señal económica para la expansión del parque generador y resulta especialmente importante para la entrada de nuevos agentes, ya que un generador entrante difícilmente tendrá un porcentaje importante de su capacidad comprometida a priori a la puesta en marcha y se verá obligado a ofertar su producción en el mercado spot, sometiéndose a la volatilidad y la estacionalidad de los precios de ese mercado. El pago por capacidad es un mecanismo financiero que asegura una estabilidad en los flujos de los generadores, lo que se traduce en una menor incertidumbre a la hora de evaluar los proyectos de inversión y por ende en una tasa de descuento menor, haciendo rentable un mayor número de inversiones. La

eliminación del pago por capacidad implica que los precios de la energía deben ser corregidos al alza, de manera de internalizar este efecto. Actualmente el pago por capacidad corresponde aproximadamente a un 20% del precio de la energía.

Si bien la remuneración por capacidad no es un mecanismo utilizado en todos los mercados, existen formas alternativas de suplir este pago de manera que los ingresos que perciban los generadores no sólo sean por concepto de la energía que entregan al sistema.

En el caso de los mercados con precios sólo por la energía, como por ejemplo California, países nórdicos y Victoria en Australia, el pago que reciben los generadores corresponde al precio de equilibrio de mercado y no a la oferta individual de cada uno de ellos. De esa manera obtienen ingresos adicionales que vendrían a suplir la carencia de cargo por capacidad. Adicionalmente hay mercados de servicios de ajuste y servicios auxiliares donde los generadores pueden recibir compensaciones extras.

Los mercados del este de Estados Unidos (Pennsilvania, Jersey y Maryland (PJM), Nueva York y Nueva Inglaterra) poseen un mecanismo llamado requerimiento de reservas programadas, donde los agentes responsables de suministrar el consumo tienen la obligación de contratar con los generadores, un nivel de capacidad de reserva determinado por sobre la demanda punta. De esa manera los generadores perciben ingresos suplementarios y existe el incentivo de incorporar unidades de generación de reserva en el corto plazo.

6.3.3. Artículos 84° – 88° : Operación de los Sistemas Interconectados

En esta parte del articulado se establece que la operación del sistema en términos de coordinación entre las unidades generadoras y los sistemas de transmisión estará a cargo del operador independiente del sistema OSIS. Para esto se definen una serie de funciones y responsabilidades entre las cuales se destaca la validación de los programas de despacho producto de las operaciones en bolsa o en su defecto realizar las observaciones que resulten necesarias para que la operación del sistema sea factible. Adicionalmente el OSIS deberá proveer los servicios auxiliares y operar los mercados de ajustes en tiempo real, así como responder a las exigencias de transparencia e informar al mercado acerca de la operación.

Claramente lo descrito en el párrafo anterior, se ajusta plenamente a lo descrito en el capítulo IV de esta memoria, donde la separación explícita que se produce entre operación económica y física del sistema, obliga al operador del sistema a asumir una serie de responsabilidades y administrar variables como las expuestas en el párrafo anterior.

Al igual que la BE, el organismo que administre el OSIS será una sociedad anónima, en la cual no podrán tener participación accionaria empresas de generación, distribución y comercialización, dejando abierta la posibilidad que transmisores puedan participar en la propiedad de las empresas que se presenten al proceso de licitación mediante el cual se determinará el encargado de administrar el OSIS.

De acuerdo a la experiencia internacional la operación del sistema la realiza generalmente la misma empresa propietaria de las redes de transmisión, ejemplos de esta situación se dan en Inglaterra/Gales, los países nórdicos, España, entre otros. Esta elección se basa fundamentalmente, en el conocimiento que poseen estas compañías sobre sus redes. Una excepción la constituye California y aquellos países que funcionan como pool donde la operación es asumida centralizadamente por el organismo de despacho.

Resulta interesante analizar el hecho, que a diferencia de la organización actual, la participación de los agentes generadores queda meramente limitada a su función primordial que es producir energía, sin tener participación directa en la administración de la BE y el OSIS. Esta exclusión representa un avance ya que de esa manera se evitan conflictos de intereses entre los agentes que participan al interior de los organismos de despacho y que en definitiva atentan contra la eficiencia y gobernabilidad de estos entes.

6.3.3.1. Separación de funciones entre la BE y el ISO

La separación explícita que se proponen para las funciones actuales que realiza el CDEC, hace necesario que tanto la ley como el reglamento aseguren una división clara de las funciones, deberes y obligaciones, que deben cumplir cada uno de los organismos para evitar una duplicidad de funciones o vacíos legales que se presten para conflictos y disputas entre ambos organismos.

Si bien esta disociación de responsabilidades puede ser vista como una complejidad innecesaria, unido a la inconveniencia que podría presentarse al separar los mercados de energía con los de servicios auxiliares. La experiencia internacional demuestra que, si bien es posible compatibilizar todas las funciones en un mismo ente como por ejemplo en la mayoría de los mercados organizados en torno a un pool obligatoria, resulta conveniente separar las funciones económicas de las físicas ya que las motivaciones y finalidades que persiguen ambas instituciones son radicalmente distintas y deben ser manejadas bajo criterios diferentes.

6.3.3.2. Servicios auxiliares

El concepto de los servicios auxiliares surge en los mercados desregulados producto de la labor que debe realizar el operador del sistema para compatibilizar los despachos ideales que ignoran las restricciones que presenta el sistema y el despacho final, que sujeto a estas restricciones sea físicamente factible. En un claro intento por dar transparencia al mercado y siguiendo las ideas de desregulación surgidas durante la década de los 90, el proyecto de ley contempla que los servicios auxiliares sean remunerados por separado, de modo que la demanda pueda ser cubierta por un mercado distinto dedicado exclusivamente a estos servicios, introduciendo competencia a este segmento. Bajo el modelo actual no se remuneran estos servicios en forma explícita y en consecuencia se introducen distorsiones al mercado ya que tanto generadores como consumidores no le asignan el costo real de proveer el servicio.

En lo que respecta a los servicios auxiliares, la ley resulta bastante ambigua, por ejemplo en los artículos 87º y 88º se señala lo siguiente:

Artículo 87º

“La Bolsa de Energía y el OSIS propondrán a la Comisión Nacional de Energía los servicios auxiliares que requiera el buen funcionamiento del sistema eléctrico, y podrán proponer los sistemas de remuneración para dichos servicios.

Dichos servicios auxiliares y su respectiva remuneración serán definidos por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión, quien podrá aprobar o rechazar las propuestas del OSIS y la Bolsa. Estos deberán en todo caso basarse en los principios

de los mercados competitivos. Los servicios y las fórmulas de remuneración de éstos, deberán plasmarse en el reglamento del OSIS”

Artículo 88°

“La Bolsa administrará un mercado de ofertas y demandas libres por los servicios auxiliares señalados en el artículo anterior. No obstante, de ser necesario, el OSIS podrá disponer su prestación por parte de integrantes del sistema eléctrico si ello es un requisito indispensable para la seguridad y continuidad del suministro; en dichos casos el OSIS fijará su precio y éste deberá basarse en el costo alternativo que el servicio representa para quienes se benefician de él”

De la lectura de estos dos artículos se desprende que la autoridad no tiene claro cual será el régimen bajo el cual se rijan estos servicios por los que cabe preguntarse si están sentadas las bases para que estos servicios sean liberalizados hacia mercados competitivos o si es necesario regular la prestación de éstos. La respuesta a esta interrogante no es simple, ya que no debe olvidarse que la introducción de competencia no debe ser vista como un fin si no como herramienta que permita abastecer de energía al mercado a precios competitivos, velando por los intereses de los agentes en su conjunto.

Por esta razón la forma que tendrá el OSIS de proveerse de estos servicios debe analizarse cuidadosamente caso a caso, estableciendo explícitamente cuales serán los servicios auxiliares que estarán sujetos a remuneración y que servicios serán inherentes al despacho de los mercados de energía, considerando las capacidades reales de competencia que presenta en sector actualmente, para evitar que fallas en el diseño den lugar a prácticas monopólicas en un sector que es particularmente vulnerable a este tipo de ejercicios.

La experiencia internacional indica que la forma que tienen los operadores del sistema para proveerse de estos servicios puede ser por medio de subastas abiertas, como es el caso de los mercados de ajuste en tiempo real o mediante contratos entre el operador y determinados agentes que estén ubicados estratégicamente en la red, como por ejemplo la regulación de frecuencia o la inyección de potencia reactiva.

6.3.4. Análisis de las Razones que Ameritan las Reformas

Si bien la visión de la autoridad sobre las condiciones actuales del sector eléctrico en Chile y la normativa que regula el mercado no es compartida por un amplio espectro de los agentes y expertos, existe consenso que la actual normativa debe ser perfeccionada en orden de entregarle al país un marco regulatorio moderno y flexible en el cual los agentes puedan desarrollar sus actividades con directrices y señales claras por parte de la autoridad.

La primera pregunta que surge es si es necesario realizar una gran reforma como la que plantea el proyecto de ley o si sólo serían necesarias reformas puntuales a la actual legislación, de manera de no aventurarse en un proceso que podría catalogarse como una segunda desregulación del sector o un mercado de segunda generación.

Según especialistas [Rudnick00][Bernstein00], los aspectos más cuestionables en la actualidad son los siguientes:

6.3.4.1. Crisis Energéticas en el SIC y SING

A partir de la promulgación del DFL1 en el año 1982 y su respectivo reglamento en 1985 la legislación actual había funcionado relativamente bien estimulando la inversión de privados, la eficiencia, la competitividad e introduciendo algunos mecanismos de mercado al sector. Desde finales de la década pasada el marco regulatorio y la legislación vigente han sido blanco de fuertes críticas debido a las falencias que quedaron al descubierto en las crisis eléctricas de los dos principales sistemas eléctricos del país.

La crisis energética de 1998 y 1999 en el SIC se produce porque la zona central de Chile enfrenta la sequía más severa de las últimas décadas y por la postergación en la puesta en marcha de la central Neuquén, a esto se deben unir factores como; un uso de los recursos hídricos sujetos a lobby, un marco regulatorio incapaz de establecer responsabilidades, la acción tardía del regulador e incentivos perversos que inducían a los generadores excedentarios a restringir su producción para valorizarla a costo de falla. En definitiva todo esto conspiró para que se registrara un déficit agregado de 450 GWh en el sistema con todo el costo social y económico que esto conlleva. Por esto los cambios requeridos deben velar por asegurar la continuidad y seguridad en el suministro, estableciendo mecanismos como niveles mínimos de calidad en el servicio.

En lo que respecta al SING, las razones que motivaron las suspensiones en el suministro son diferentes al SIC. El crecimiento de la capacidad instalada y de la demanda, no fue acompañado por normas que velaran por la coordinación de los agentes en aspectos relativos a la seguridad y estabilidad del sistema. De esta manera salidas intespectivas de unidades de generación provocaban el colapso del SING, debido a la limitada disponibilidad de reserva en giro, unidades de partida rápida o autónoma y equipamientos que permitan en desprendimiento de carga. Por lo tanto el desafío que presenta el SING, es el diseño de marco regulatorio que coordine a los agentes y que remunere adecuadamente los servicios auxiliares.

6.3.4.2. Coordinación Inoperante del CDEC

La coordinación del organismo de despacho (CDEC) ha resultado inoperante, particularmente bajo situaciones críticas, donde la integración de la operación del sistema unido a la participación de los generadores en el CDEC, originan un conflicto de intereses entre los agentes. Estas disputas que en un comienzo tienen un carácter técnico, se traducen en problemas comerciales, los cuales no siempre pueden ser resueltos al interior del organismo, siendo necesario recurrir a instancias externas (juicios y arbitrajes) para resolver las diferencias. En definitiva los conflictos pueden tardar años en resolverse y la función esencial que debe tener el organismo de despacho, asegurar el suministro de los usuarios, pasa a un segundo plano. Claro está que no toda la responsabilidad puede, ni debe ser endosada a los generadores, el regulador también ha incurrido en desaciertos, al no actuar con la celeridad necesaria para zanjar las diferencias al interior del CDEC y no tomar a tiempo medidas que permitan un correcto funcionamiento del sistema y del mercado.

6.3.4.3. Competencia Limitada en la Generación

Un error cometido en la desregulación del mercado chileno a comienzos de los 80, fue no haber limitado la concertación horizontal en la generación. Si bien este tema puede no ser del todo relevante bajo las condiciones actuales en que se simula competencia, en caso de un régimen libre de ofertas la situación cambia diametralmente en particular por el tema del PM y las barreras de entrada que enfrentan potenciales interesados.

Tradicionalmente se argumenta que no existen grandes barreras de entrada para la generación, particularmente en el segmento térmico, por lo que si no hay una mayor competencia en el sector, es porque el precio al cual se remunera la energía no es lo suficientemente atractivo para nuevos inversionistas. Sin embargo si se compara la operación del mercado chileno con otros mercados, la falta de transparencia en términos de la cantidad y calidad de la información operativa que hace pública el organismo de despacho es evidente. Lo que constituye una barrera de entrada importante al mercado.

Bajo las condiciones actuales, hay una realidad que no puede soslayarse, independiente del marco regulatorio o la forma que adopte el mercado para incentivar la competencia, el número de agentes generadores relevantes, en el mediano plazo seguirá siendo el mismo; cuatro grupos económicos en el SING³² y tres en el SIC³³. En relación a esto, bajo las normas actuales la única forma de aumentar la cantidad de competidores en el segmento en el mediano plazo, es mediante la interconexión del SIC y el SING, aprovechando el exceso de capacidad instalada en éste último o mediante la instalación de redes transnacionales entre Chile y Argentina. Formando así un mercado muchos más amplio, menos concentrado y con una mayor cantidad de opciones para comprar y/o vender energía. Claro que la competitividad de una eventual interconexión SIC – SING – SADI, estará restringida por la capacidad de trasmisión de las redes que conecten los sistemas.³⁴

6.3.4.4. Sector Distribución

Bajo la actual concepción del mercado se concibe a la distribución como un monopolio natural, lo que en si no es cuestionable. Sin embargo el hecho que las distribuidoras tengan exclusividad para dar el suministro a todos los clientes regulados, (que según la norma vigente, son todos aquellos que tienen un consumo menor a 2 MW)

³² Gener (Salta y Norgener), Southern Energy (Edelnor), Endesa (Celta y Nopel), Tractebel (Electroandina).

³³ Endesa, Gener, Colbún (Tractebel)

³⁴ La capacidad de las redes que interconectarán los sistemas de acuerdo al programa de obras de transmisión en el SIC es: SIC – SING 250 MW y SIC – SING 450 MW. (Fuente Transelec)

aduciendo que existen economías de escala y de ámbito en el sector, no son razones suficiente para establecer un monopolio.

Por el contrario y siguiendo el desarrollo de otros mercados en el mundo, es perfectamente factible introducir competencia en el segmento mediante reformas que separen empresarialmente la actividad de comercialización con la de distribución, permitiendo el acceso libre a las redes, regulando los peajes de distribución y aumentando el mercado de clientes libres.

Actualmente el universo de clientes libres el SIC es del 40 % y el SING el 90%. Bajo las normas que establece el nuevo proyecto de ley, definiendo como consumo regulado aquellos con una demanda menor a 200 KW, se espera que este porcentaje en lo que respecta al SIC aumente a cifras cercanas al 80%. Comparando con mercados vecinos el límite para estos consumos ascendiente a 100 KW tanto en Colombia como en Argentina. En Inglaterra - Gales y en los países nórdicos todos los consumidores son libres, en España el límite está en 1 GWh/anual y se espera liberalizar totalmente el mercado en 2003.

6.3.4.5. Fijación del Precio de Nudo

Una de las principales críticas que se le hacen al actual sistema de fijación de precios de nudo, precio al cual las distribuidoras acceden a la energía, guarda relación con la metodología que presenta el proceso ya que sobrevalora las decisiones de inversión en el futuro y estabiliza el precio más de lo que el mercado desearía. Esta situación da lugar a críticas de los más diversos sectores principalmente por parte de los generadores que sostienen que este precio en el último tiempo no ha sido representativo del costo real que se incurre para proveer el servicio, dejando incluso entrever que el precio está siendo manejado en forma arbitraria. Por otro lado y dado las sucesivas alzas que ha tenido el precio en las últimas fijaciones, han dado lugar a cuestionamientos de diversos sectores que argumentan que la autoridad estaría cediendo ante las presiones de generadores.

Recogiendo las inquietudes de transparencia y la necesidad que el precio de nudo refleje fielmente los costos reales, el proyecto en su artículo 148° contempla la indexación del precio nudo a los contratos de mediano y largo plazo administrados por la BE. Sin embargo el cálculo, al menos transitoriamente y mientras no se establezcan las

condiciones competitivas que espera la autoridad, estará determinado en base a costos marginales y los precios spot de la BE corresponderán a precios ofertados, estableciendo un diferencial en los precios, cuyas consecuencias implican un menor atractivo de las distribuidoras y por ende de los consumidores regulados, que bajo la normativa en trámite, corresponderían en el caso del SIC, a una demanda que fluctuaría entre el 20% o 30 % de la demanda total. Una forma sencilla de ajustar el precio de nudo al precio de mercado, es simplemente reduciendo la banda de fluctuación de un 10% a un porcentaje menor y de esa manera el precio nudo sería un reflejo más exacto de las condiciones del mercado.

6.4. Comparación con Mercados Internacionales

Resulta interesante comparar el mercado chileno con experiencias internacionales, haciendo un paralelo para poder estimar como se encuentran los sistemas competitivos del país en términos relativos y para extrapolar lecciones que sirvan para perfeccionar la regulación vigente.

6.4.1. Concentración de Mercado

La concentración de la propiedad que presentan los dos sistemas eléctricos competitivos es relativamente alta si lo comparáramos con otros mercado como Inglaterra y Gales, Colombia, los países nórdicos y España. En figura 6.1 se muestra el índice para dichos mercados, el SIC y el SING.

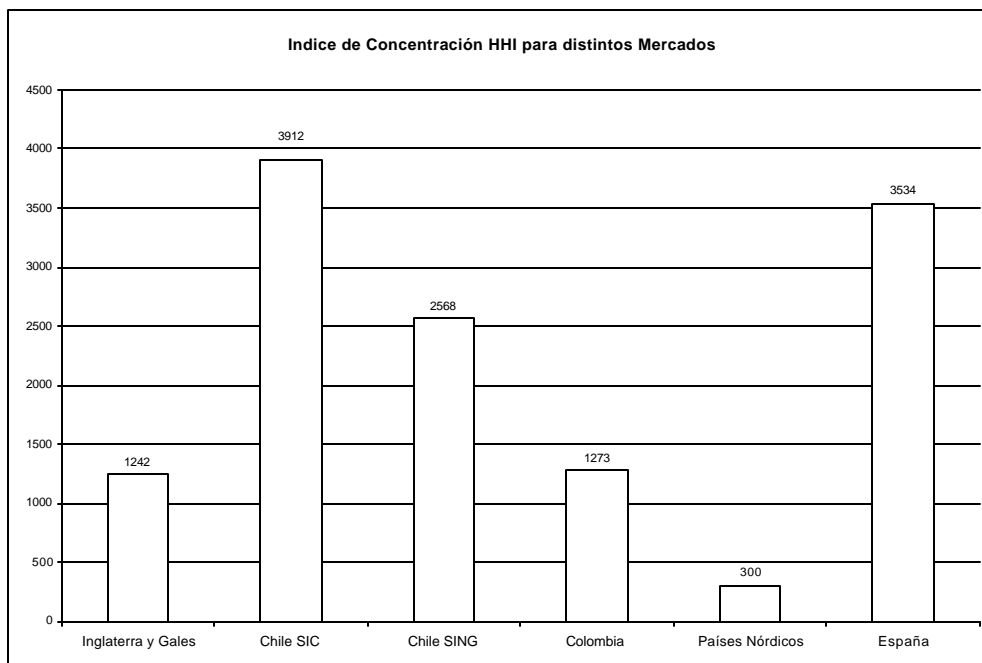


Figura 6.1: Índice de Concentración HHI para Distintos Mercados

Como se puede apreciar, la concentración que registra el SIC es con creces superior a la del resto de los mercados, lo que se ve reflejado en un índice cercano a los 4000. En lo que respecta al SING, el valor HHI es levemente superior si lo comparamos

con los otros ejemplos, y ostensiblemente menor al valor que exhibe el SIC, debido a la presencia de un mayor número de empresas generadoras en el norte del país.

A la luz de estos antecedentes resulta preocupante, en particular en el caso del SIC, la presencia de un limitado número de firmas dentro del mercado, considerando que mercados como los de Inglaterra/Gales y Colombia han experimentado en forma periódica el uso de PM. En ambos mercados ninguna firma tiene más de un 25% de la participación del mercado comparado con el SIC donde solamente Endesa tiene el 56% de la capacidad instalada del sistema.

6.4.1.1. Sistema Interconectado Norte Grande

En este sistema existen seis empresas generadoras importantes pertenecientes a cuatro conglomerados económicos y ninguno posee una participación de mercado superior al 30%, por lo que al menos nominalmente este sistema es más competitivo que el SIC. A esto se debe agregar la presencia de grandes empresas mineras y un número importante de clientes no regulados, responsables por aproximadamente el 90% del consumo.

La importancia de los consumos determina una relación más equitativa en la capacidad de negociación de los agentes, al mismo tiempo que la firma de este tipo de contratos, mitiga potenciales abusos de PM por parte de los generadores. Como consecuencia de los anteriormente expuesto, es de esperar, que los precios de la energía transada en la BE sean estables y relativamente bajos, producto de la alta participación de contratos bilaterales en el mercado y al exceso de capacidad instalada.

6.4.1.2. Sistema Interconectado Central

La situación en el SIC es más sensible ya que abastece el 76 % del consumo nacional, con la presencia de 3 generadoras que representan aproximadamente un 93 % de la capacidad instalada del sistema y los consumos regulados representan el 60% de la demanda total. En estas condiciones las capacidades competitivas de ambos grupos, generadores y consumidores, son muy distintas, estando estos últimos muy atomizados y dando lugar a un potencial ejercicio de PM con prácticas monopólicas en forma individual o colectiva (cartel).

A esto debe agregarse la integración vertical que presenta el sistema, destacando el conglomerado formado por Endesa-Chilectra-Río Maipo³⁵, limitando el potencial poder monopsónico que podría equilibrar al menos parcialmente el poder de negociación de las generadoras.

La aprensión sobre el uso de información privilegiada y el tráfico de influencias en la firma de los contratos de las distribuidoras, es mitigada mediante la obligación que tienen estas empresas de comprar la energía por medio de licitaciones públicas abiertas cuyas bases y procesos de adjudicación deben ser informados a la CNE para su aprobación (Art. 114°).

³⁵ El número de clientes regulados que tiene cada una de empresas de distribución es el siguiente: Chilectra 1.225.341, Río Maipo 273.665. Los valores corresponden a diciembre de 1999. Fuente [CNE01]

6.4.2. Contratos Bilaterales

Como se describió anteriormente en el capítulo V, la presencia de este tipo de instrumentos reporta beneficios desde el punto de vista social, ya que introduce un cambio de incentivos en las generadoras, haciendo que éstas oferten su energía a precios cercanos al CMg de producción. Dando como resultado precios spot más bajos y más estables así como una menor especulación en el mercado.

En la figura 6.2 se describe la magnitud de los contratos bilaterales con respecto al total de la energía transada en los mercados de California, Colombia, Países Nórdicos España, el SIC y el SING:

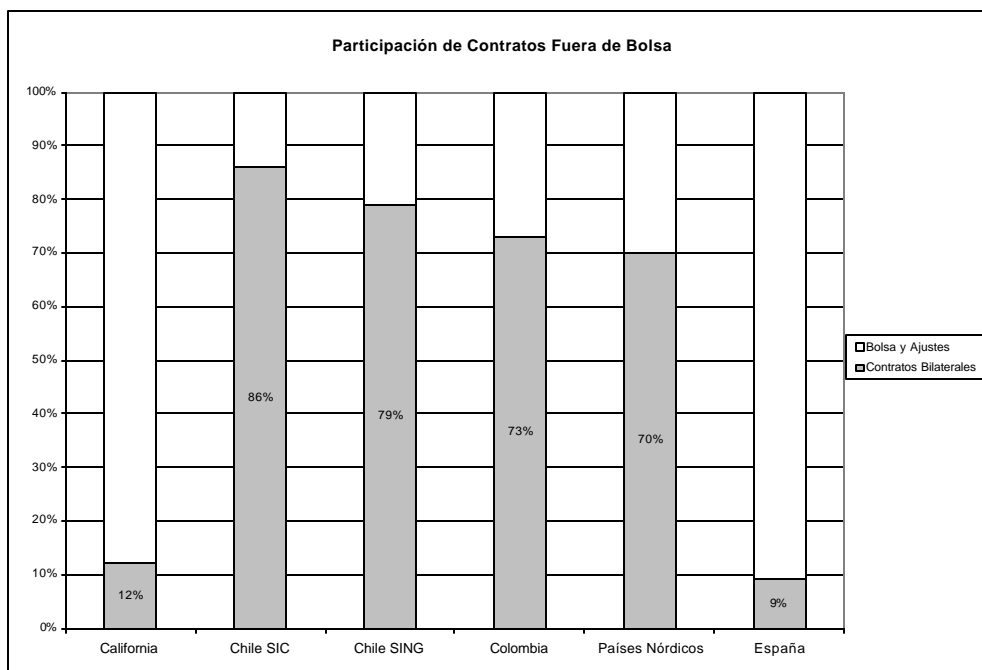


Figura 6.2: Participación de Contratos Fuera de Bolsa en los Mercados

De la figura 6.2 se desprende que porcentaje de energía transada por medio de contratos bilaterales en el caso del SING y el SIC es cercano al 79% y 86% del total

respectivamente³⁶. Lo que implica que los posibles efectos que tendría un régimen de ofertas libres, sería mitigado en gran medida por los compromisos suscritos por las partes, sin embargo dado que se trata de un índice dinámico, nada garantiza que este porcentaje se mantenga estable en el tiempo, ya que la incorporación de una BE, introduce incentivos para comercializar energía por medio de este organismo aprovechando las ventajas que ofrece este régimen de transacciones. Además el cálculo de este porcentaje refleja las transacciones de energía entre los generadores al interior de los respectivos CDECs y naturalmente una bolsa abierta a más agentes haría variar los montos relativos.

La alta variabilidad que presentan los montos relativos en los diversos mercados, depende en gran medida de cómo esté concebido el mercado en cada uno de los países y del desarrollo de instrumentos derivados que se transen en bolsa o fuera de ésta (contratos OTC).

En California, el alto porcentaje de la BE se explica por la obligación que tienen determinados agentes en transar transitoriamente toda su producción por medio de la BE. El caso de España, si bien presenta cifras similares en cuanto a la participación de la bolsa, existen consideraciones que los hacen diferentes. Los contratos físicos fuera de bolsa son permitidos, estos responden sólo a un 9% de la energía total. Los contratos financieros de energía si bien están contemplados como contratos por diferencia, éstos no se han desarrollado debido a que el precio de la energía es estable, a modo de ejemplo, la diferencia entre el máximo y el mínimo durante 1998 fue sólo de un 25% y claramente la razón que motiva el desarrollo de mercados financieros es cuando existe incertidumbre sobre los precios y los agentes buscan protegerse del riesgo asociado al sector. Sin embargo y dado el creciente número de agentes e intercambios comerciales internacionales que se desarrollan con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra es de esperar que el mercado español evolucione hacia mecanismos más sofisticados que los mercados diarios e intradiarios.

³⁶ Si bien en Chile no hay una BE, al interior del CDEC se realizan transacciones de corto plazo entre los generadores. Para efectos de la figura 6.2, se supuso que el porcentaje de contratos bilaterales, corresponde a la diferencia entre el total de energía consumida y la energía transada entre los agentes del CDEC.

En los países nórdicos, está permitido firmar contratos de mediano y largo plazo tanto dentro como fuera de la BE, por lo que el 30 % de participación se puede desglosar en un 8% para los mercados spot y un 22% para los contratos bilaterales en bolsa.

Por otro lado en Colombia, no hay contratos físicos y el desarrollo de contratos financieros surgen debido a la alta volatilidad que presentan los precios spot, característica típica de los mercados con una componente hidráulica importante, siendo la comercialización de energía por medio de la bolsa una alternativa atractiva no sólo para transar excedentes si no para cubrir las demandas derivadas de los contratos financieros, ya sea con unidades propias o comprando la energía bajo este mecanismo. Un segundo tema relevante del caso colombiano, fue la exigencia que tuvieron los comercializadores de energía de tener un porcentaje determinado de su demanda contratada durante los primeros años de operación de la bolsa, justamente para cubrirse de los riesgos que esta experiencia suponía. Durante el primer año de funcionamiento esta obligación ascendía al 80%, fracción que fue disminuyendo paulatinamente hasta quedar totalmente libre a partir del sexto año.

Si bien en un comienzo la mayoría de las BE partieron tímidamente organizando mercados diarios e intradiarios, conforme los mercados han evolucionado hacia intercambios de energía entre un mayor número de agentes, conectando físicamente sistemas de transmisión de varios países o regiones, surge entonces la necesidad de desarrollar instrumentos financieros que permitan flexibilizar los intercambios.

Dada la actual concepción del mercado eléctrico en Chile y en particular bajo la visión del nuevo proyecto de ley, los distintos tipos de contratos, ya sean en forma bilateral o por medio de la BE, no son mutuamente excluyentes ni competitivos si no por el contrario se debiera pensar en una suerte de complementariedad entre ellos. Donde los contratos bilaterales debieran guardar un propósito de mediano y largo plazo, y los contratos suscritos en bolsa cubrirían las necesidades a corto plazo, como los mercados diarios e intradiarios.

A priori se pueden establecer dos situaciones hipotéticas que dependerán en gran medida de las condiciones bajo las cuales se firmen los contratos. El volumen de

energía comprometida por medio de contratos puede ser alto o bajo con respecto a la demanda total agregada.

Si el volumen de contratos bilaterales es alto, entonces la importancia de la BE será menor. Estas condiciones se verán reflejadas en una mayor estabilidad en el precio que estará fuertemente influenciado por la holgura que haya entre la capacidad instalada y la demanda, factor que determina el grado de competencia en la generación. Esta situación puede ser perjudicial para la BE ya que si el volumen de transacciones es escaso, el comercio de la BE será poco representativo del mercado y se corre el riesgo que los agentes no se interesen en concurrir a este ente.

Por el contrario, si los contratos bilaterales son de menor importancia en términos del total transado, entonces las operaciones de la BE serán más relevantes. Esto se traduce en una mayor inestabilidad en el largo plazo, pero se abren las puertas para un mejor aprovechamiento de los precios diarios e intradiario por parte de los distribuidores y comercializadores de energía. Claro que esto será válido en la medida que los usuarios finales enfrenten tarifas que reflejen la evolución del precio spot.

Bajo las actuales condiciones es muy probable que los generadores tiendan a favorecer la no firma de contratos, particularmente con las distribuidoras como el caso de Saesa y Chilectra, ya que de acuerdo a estos agentes el precio de nudo no refleja los costos de proveer el servicio. A esto se debe agregar el hecho al artículo 99 bis, contempla el pago de compensaciones a todo evento en caso de falta de suministros y dado que es altamente probable que se produzca una situación de déficit energético en el SIC en los próximos dos años, las empresas piensan que asumir obligaciones bajo las actuales circunstancias es muy riesgoso dada la poca certeza que tienen de cumplir con el despacho.

Independiente de este problema puntual entre los generadores y la autoridad, como se describió en el capítulo V, en sistemas dominados por generación hidroeléctrica, la alta variabilidad que presentan los ingresos motiva a los agentes a firmar contratos bilaterales. De esta forma se protegen de eventuales fluctuaciones, asegurando un precio estable en el tiempo y por ende un flujo monetario distribuido en forma más homogénea, permitiendo a los agentes cubrir sus obligaciones. Por esta razón sería de esperar que las

firmas, particularmente los generadores, tiendan a favorecer este tipo de contratos por sobre las transacciones spot.

6.4.3. Poder de Mercado Hidráulico

Como se describió en el capítulo V, los mercados con unidades hidroeléctricas de embalse que permiten “guardar” energía de un período para otro, presentan diferencias sustanciales con respecto a sistemas térmicos en lo referente a las herramientas requeridas para simular estos mercados y el comportamiento de los agentes.

La presencia de un alto componente hidráulico en el SIC, alcanzando un 60,5 % de la capacidad instalada del sistema, introduce una dimensión adicional en el análisis que se debe considerar para determinar las consecuencias que puede tener un uso estratégico de los recursos hídricos. En la figura 6.3 se presenta la participación, en algunos países, de la generación hidroeléctrica como porcentaje del total:

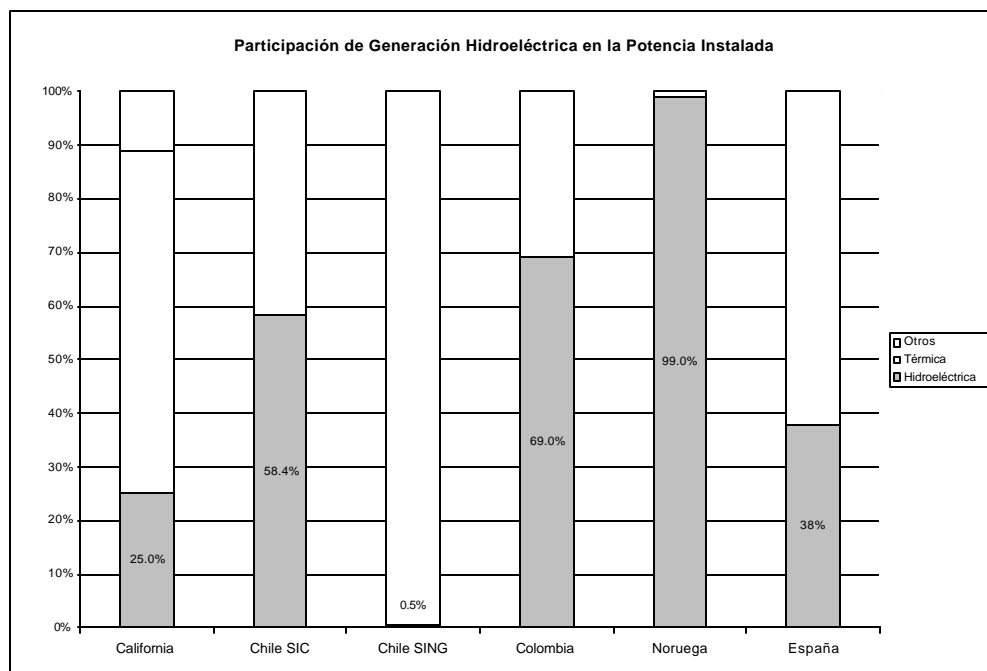


Figura 6.3: Participación de Generación Hidráulica en los Mercados

La variabilidad que presenta la caída de precipitaciones hace que el uso del agua sea un tema de cuidado en el cual no siempre los intereses privados de las empresas propietarias de las centrales estarán alineados con el uso eficiente de los recursos desde el

punto de vista social. Un uso irracional en conjunto con otras contingencias puede originar situaciones de desabastecimiento eléctrico, como el ocurrido en 1998 y 1999.

La importancia que tiene la generación hidráulica en los casos estudiados es variable y claramente el tratamiento que reciben tanto en los estudios de estos mercados, como en la legislación vigente.

Por ejemplo en California, la componente hidráulica responde al 25% de la capacidad instalada, se da la particularidad que las firmas que poseen las plantas hidráulicas, son también grandes compradores de energía por los que no tiene el incentivo de manejar los precios. Adicionalmente hay un número importante de plantas que dependen en menor medida de la hidrología ya que tienen la capacidad de bombear agua “aguas arriba”.

En la región peninsular de España los recursos hídricos son responsables del 38 % de la capacidad instalada, sin embargo la generación de energía que estas plantas inyectan al sistema es sólo el 21%, esto es debido a que la energía base del sistema la provee la energía nuclear.

De acuerdo a estos antecedentes existen dos mercados desde los cuales es posible extraer lecciones que pueden ser útiles desde el punto de vista que este estudio aborda, estos son los casos de Colombia y el Sudeste de Brasil, presentado en el capítulo V de este estudio.

Revisando el caso de Colombia, un mercado similar al SIC por la alta participación que tienen las centrales hidroeléctricas en la capacidad instalada, se establece un tratamiento especial para las unidades de este tipo, por sus características y la posición que ocupan en la lista de mérito, se establece la posibilidad que las ofertas de estas plantas sean intervenidas por la autoridad en caso que el nivel del embalse así lo amerite, para resguardar el abastecimiento futuro del sistema o el uso de agua para otros fines.

El monopolio sobre la tecnología que posee Endesa, empresa que posee los derechos de aguas sobre la gran mayoría de los afluentes del país, es un tema que no es menor, dada la necesidad de un uso responsable de esos recursos. Si bien se puede argumentar que esto no significaría una ventaja competitiva en término de los costos,

considerando la alternativa de instalar plantas de ciclo combinado a gas natural, no es menos cierto que si se busca establecer un mercado competitivo, esta tarea no resulta fácil debido a que este tipo de situaciones entrega a Endesa una posición privilegiada no sólo por el monopolio sobre este tipo de tecnología si no también por su elevada participación en la capacidad instalada.

Claramente este tipo de hechos en conjunto con fallas en el diseño original del mercado, establecen condiciones que a priori restringen las posibilidades que establecer sistemas competitivos, donde la labor de la autoridad esté circunscrita al monitoreo del mercado y no deba asumir un papel más activo para corregir situaciones originadas por posiciones dominantes en la industria.

A la luz de estos antecedentes, surge entonces la necesidad de realizar simulaciones que cuantifiquen en precios el verdadero impacto que tendrían actividades monopólicas en el mercado, más allá de índices estáticos como la participación de mercado.

De acuerdo a la información disponible en el estudio de Watts presentado en el capítulo V de esta memoria, un régimen libre de ofertas anuales registraría un alza en el precio de la energía de un 17,2% si cada central definiera su estrategia en forma autónoma. En caso de que las empresas se comporten como holding, es decir desarrollando una estrategia común para todas las empresas pertenecientes a un mismo grupo económico, el alza ascendería a un 27,5% con respecto al caso base dado por el modelo GOL. Cabe mencionar que estos valores corresponden al período 1997-2000 y que en la actualidad la holgura entre la demanda y capacidad instalada es mucho menor que en dicho intervalo, como resultado del aumento del consumo y la falta de inversión en el sector de generación. Por esta razón es de esperar que bajo las actuales circunstancias el precio de la energía debiera ser mayor al registrado en el estudio en cuestión.

6.4.4. Importancia de los Sistemas de Transmisión

En el diseño de mercados eléctricos, las restricciones de transmisión presentan importantes limitantes al funcionamiento de los sistemas. Particularmente el tema de la congestión en las redes es originado cuando el despacho ideal excede las capacidades de transmisión de determinadas conexiones, lo que en la práctica significa el desacople de los mercados, produciendo a una situación que no sólo limita la competitividad si no introduce una nueva variable estratégica que puede ser administrada por los agentes de manera de alterar los precios aprovechando las restricciones del sistema. Esta característica se ve exacerbada en el caso de que la topología de la transmisión tenga un carácter radial como es el caso del SIC.

La forma de abordar este fenómeno en los mercados es distinta. Por un lado aquellos mercados organizados al igual que Chile, en torno a un pool centralizado, las restricciones de transmisión son “simplemente” agregadas al modelo de optimización global de sistema, de manera que la solución obtenida sea compatible con el despacho físico.

En el caso de las BBEE, su funcionamiento contempla protocolos para poder aliviar la congestión producto de la incompatibilidad del despacho ideal con las restricciones de transmisión.

California divide el estado en 4 zonas donde se espera haya congestión la cual se alivia por medio un mercado de ajustes especial para este objetivo, donde los generadores presentan ofertas a la BE (CalPX) o a los coordinadores de programación(SCs), dando origen a los precios zonales de energía y el costo de la congestión está asociado al precio del mercado de ajustes. La congestión inesperada y la intrazonal son aliviadas por medios del mercado de balance operado por el ISO.

En los países nórdicos el protocolo de congestión varía país a país. En Suecia y en Finlandia, los operadores del sistema (empresas de transmisión), realizan los ajustes de generación, a la baja en las zonas excedentarias y al alza en las zonas deficitarias y los costos asociados son asignados a las tarifas de transmisión. En Noruega en cambio, la congestión se alivia por medio del mercado spot de energía, reduciendo el precio de la energía en las zonas excedentarias y aumentándolo en las zonas deficitarias hasta alcanzar

la capacidad de las líneas, creando los precios zonales. El costo de la congestión se liquida mediante créditos y débitos al cargo por capacidad de las redes el cual corresponde a la diferencia entre los precios zonales y el precio marginal del sistema. En las zonas excedentarias el cargo por capacidad es cobrado a los vendedores y abonado los compradores. En las zonas deficitarias el cargo es abonado a los vendedores y cobrado a los compradores. De esa manera se busca premiar a aquellos que ayuden a aliviar la congestión y castigar a aquellos que la causen. El cargo por capacidad multiplicado por la energía transmitida por la red corresponde al ingreso que percibe el transmisor.

En España peninsular, la congestión en el mercado diario se resuelve mediante el retiro de energía en las zonas excedentarias y la compra de energía en las zonas deficitarias, de acuerdo a las ofertas originales. El sobrecosto asociado es asumido en forma proporcional por todos los agentes participantes en dicho mercado y por aquellos que adquieren energía por medio de contratos bilaterales. En el mercado intradiario la congestión se alivia simplemente mediante el retiro de ofertas de compra y venta de energía.

En cuanto a lo que estipula el proyecto de ley respecto de la congestión, lo único que se menciona es lo siguiente:

Artículo 84° inciso 2

“En caso de que se presenten restricciones de transmisión, el OSIS podrá modificar los planes preliminares de despacho; no obstante, en estos casos, el OSIS informará de las restricciones a la Bolsa de Energía, la que deberá calcular el costo causado por la congestión, el cual se constituirá en una penalización al dueño del sistema de transmisión, cuyo monto total será distribuido a los afectados según se determine reglamentariamente.”

De la lectura de este artículo, resulta curioso que los costos asociados a la congestión sean de responsabilidad de la empresa de transmisión. Siendo esta una señal que obliga al dueño del sistema de transmisión, en este caso Transelec, a expandir las redes de acuerdo a la demanda para evitar multas y el pago de compensaciones.

La congestión en la red no sólo se origina por restricciones en la capacidad de la red, si no se puede suscitar por un uso estratégico que hagan los agentes en el despacho de las unidades, de modo que aparezcan limitaciones que requieran el funcionamiento de unidades más costosas. La naturaleza estocástica de los recursos hídricos, se traduce en que la participación de las distintas tecnologías en la energía generada mes a mes sea variable, y por ende la dirección de los flujos de potencia, dependerá de donde provenga la energía inyectada, ya sea por las centrales hidroeléctricas ubicadas mayoritariamente en el centro y sur del país o por las centrales térmicas presentes preferentemente en el centro y norte del SIC. Por lo que el PM no sólo podría ser ejercido por centrales hidráulicas si no también por centrales térmicas, en caso que los recursos hídricos escaseen.

Claramente la responsabilidad que le cabe a la empresa transmisora es limitada ya que el proceso de despacho y el posible manejo que puedan hacer los generadores de las restricciones, son procesos ajenos a las su cometido.

En la figura 6.4 se presentan los actuales “cuellos de botella” que se registran en el SIC y que sin duda representan una restricción importante en la capacidad competitiva del sistema. Las líneas punteadas representan las zonas donde existe congestión:

Diagrama del SIC Simplificado

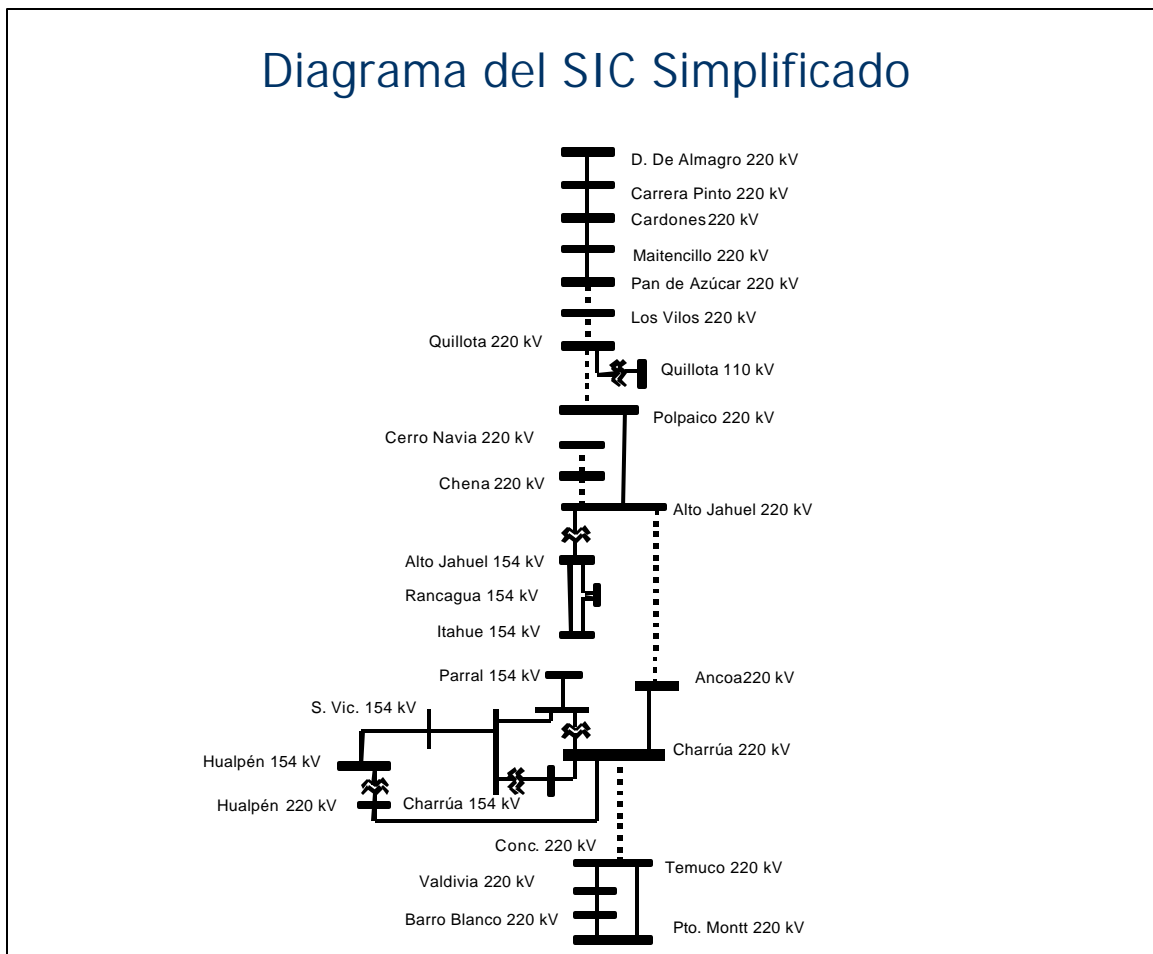


Figura 6.4: Restricciones de Transmisión en el SIC

En la tabla 6.1 se señalan los problemas de congestión que presenta el SIC.

Tabla 6.1: Restricciones de Transmisión en el SIC

Línea	Causa	Sentido de la restricción	Carácter
Alto Jahuel - Chena	Criterio de seguridad N-1	Sur - Norte	Actual
Quillota - Pan de azúcar	Criterio de seguridad N-1	Sur - Norte	Actual
Charrúa - Temuco	Despacho centrales Antilhue y Cantilla	Sur - Norte	Actual
Polpaico - Quillota	Se satura según sentido del flujo de potencia	Ambos Sentidos	Ocasional
Ancoa - Alto Jahuel	Entrada central Ralco	Sur - Norte	Proyectada para el año 2003 o 2004

6.5. Aportes y Comentarios

Dadas las características de servicio básico que presenta la electricidad y la importancia que tiene el suministro en todas las actividades del país, es primordial que el diseño del mercado no sólo busque el bienestar social derivado de esta actividad, si no que también debe ser compatible con los intereses privados de los agentes, ya que de lo contrario el mercado no se desarrollará en forma adecuada.

No existen recetas que garanticen que una reforma a gran escala sea un éxito, por eso los hechos ocurridos en el último tiempo en California y en Brasil, no deben desalentar los procesos de desregulación, si no por el contrario deben ser un llamado de atención a no cometer los mismo errores y seguir adelante con reformas que sean capaces de sentar las bases para el desarrollo de mercado eléctricos eficientes.

La forma más sencilla, aunque no siempre factible, de lograr que un mercado sea eficiente y competitivo, es incentivando a los agentes a revelar sus preferencias. Aplicando este razonamiento a la BE, las ofertas que envíen los generadores si bien deben ser libres, deberían considerar la tecnología que usen las plantas. En el caso de las plantas térmicas, sus ofertas deberían reflejar el costo variable de generación, así como un ingreso mínimo garantizado para cubrir los costos de partida y detención de este tipo de unidades. En lo que respecta a las unidades hidroeléctricas, sus ofertas debiesen fijarse en función del nivel del embalse, quedando como tema pendiente cual será el mecanismo que se utilizará para cautelar los recursos hídricos, ya sea interviniendo las ofertas haciendo un símil al modelo colombiano o dejando las ofertas libres, pero estableciendo mecanismos que velen por el cumplimiento de los contratos. Este sistema debería funcionar bien, bajo la premisa que el pago que recibirán por la energía será el precio marginal del sistema y no el precio ofertado individualmente.

Desde el punto de vista de la BE, la modalidad de la subasta que regula las transacciones de energía y en particular la calidad de la información que suministren los agentes a la bolsa resulta trascendental para que el mercado evolucione hacia precios competitivos que sean capaces de satisfacer los intereses de los agentes en su conjunto.

Otro tema íntimamente relacionado a las subastas es la periodicidad con que estas se van a realizar, ya que según la autoridad [mercurio01b] y algunos expertos

[Bernstein00] del tema, una forma de evitar la excesiva volatilidad de los precios, es por medio de ofertas semanales, mensuales o incluso anuales. En todos los casos estudiados, las subastas se realizan en forma diaria, de manera que justamente los agentes puedan internalizar en sus ofertas las contingencias que ocurren en el mercado. Es cierto que hay un riesgo potencial de que los precios sean manipulables, pero esa es una característica de los mercados spot. Si la autoridad piensa que el comportamiento de la BE será poco predecible y susceptible a prácticas monopólicas individuales o colectivas, entonces una reforma de este tipo no se justifica mientras las condiciones competitivas no sean distintas a las actuales.

La BE como institución nunca va a regular las tendencias a alza o a la baja de los precios, solamente va a ser un mecanismo que debiera reflejar con fidelidad las condiciones de corto plazo. Desde el punto de vista económico los equilibrios que se pueden alcanzar en una BE son siempre inestables ya que una contingencia como salidas de unidades o restricciones de transmisión podrían elevar los precios durante el periodo que dure la eventualidad.

Es importante que políticas energéticas del país sean estudiadas y diseñadas en forma consecuente y consensuada con los agentes del sector de manera que no se repitan sucesos como crisis energéticas y desabastecimientos. Parece entonces pertinente plantear la necesidad que la Comisión Nacional de Energía sea un organismo autónomo, formado por personas que estén técnicamente capacitadas y cuyas decisiones sobre las políticas y directrices de desarrollo para el sector eléctrico no dependan de las autoridades de turno, separando las actuales funciones que tiene la CNE de regulador, fiscalizador y cálculo de tarifas para consumos regulados. De esa manera sería posible establecer reglamentaciones y procedimientos que sean consistentes y estables en el tiempo y que permitan al sector crecer de acuerdo a las necesidades del país.

6.6. Conclusiones y Comentarios Finales

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, que presenta el mercado eléctrico chileno en la actualidad. Variables fundamentales como la integración vertical y horizontal de las firmas, tipos de generación, limitaciones del sistema transmisión, análisis sobre potenciales prácticas monopólicas, uso de información privilegiada, etc. deben ser consideradas para la elaboración de una ley 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 estos servicios para evitar, en lo posible, crisis energéticas que signifiquen racionamientos masivos de suministro.

El proyecto de bolsa de energía en Chile plantea elementos que son conceptualmente correctos para perfeccionar el modelo actual; la independencia del organismo de despacho de los generadores, la determinación de precios en base a ofertas libres y no costos, son factores que ayudan a transparentar los procesos de mercado, evitando controversias y disminuyendo las barreras de entrada al sector. La realización de subastas abiertas y la introducción de instrumentos financieros facilitarán la creación de un mercado más robusto y líquido, considerando que la posible interconexión del SIC-SING-SADI abriría las puertas a un mayor número de agentes. 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 transitoria.

La alta concentración horizontal que presenta la generación en Chile, unido a la escasa holgura entre la capacidad instalada y la demanda en el SIC, establecen exigencias al marco regulatorio, de manera que la BE no sea demasiado susceptible al PM. Surge entonces la necesidad de realizar simulaciones que permitan ex ante conocer las implicancias que un cambio en el régimen de despacho y en la modalidad de competencia pueda tener. Esta observación se basa en el hecho que sistemas eléctricos como Inglaterra/Gales y Colombia han experimentado este tipo de prácticas con concentraciones

en la propiedad ostensiblemente menores que la chilena. El uso de ofertas anuales, al menos en forma transitoria, es una medida acertada que permite mitigar parcialmente el PM, aunque desde el punto de vista de la BE resulta cuestionable, ya que desvirtúa su naturaleza, transformándola en un pool encubierto donde el lugar de costos se utilizan precios semi rígidos.

La variabilidad que presentan las precipitaciones hacen que la utilización del agua sea un tema de cuidado en el cual no siempre los intereses privados de las empresas propietarias de las centrales estarán alineados con el uso eficiente de los recursos desde el punto de vista social. Un uso irracional de los recursos hídricos, en conjunto con otras contingencias pueden originar situaciones de desabastecimiento eléctrico, como el ocurrido en 1998 y 1999.

La presencia grandes consumos mineros e industriales en el SING, hacen que la relación entre oferentes y demandantes sea más equitativa, mitigando posibles prácticas monopólicas. El desafío que presenta el SING, es el desarrollo de mecanismos que asignen y remuneren debidamente los servicios auxiliares, para mejorar la calidad del suministro en términos de calidad y continuidad.

Un aspecto del cual adolecen los mercados eléctricos y en particular el chileno, es que gran parte de los usuarios finales no enfrentan tarifas diferenciadas según el costo real de generación. Aunque es cierto que el costo financiero y eventualmente el político, de un sistema de tarificación en tiempo real es alto, 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 PM.

La eliminación del pago por capacidad es un paso adelante en la liberalización del mercado, sin embargo es de esperar que los precios de la energía sean corregidos al alza, de manera que los generadores suplan la reducción de ingresos que supone esta forma de remuneración.. Esta forma de retribución supone una señal que da el mercado para la expansión del sistema y que asegura una mayor estabilidad en los ingresos de los generadores. A juicio del autor este pago no debe eliminarse, si no hacerlo más flexible, es decir que el pago tenga un componente variable según la importancia de cada unidad de

generación, por ejemplo que en las zonas con déficit de energía el pago por capacidad sea mayor que en aquellas que hay excedentes, para incentivar la inversión en las áreas que más lo necesitan

Si bien la normativa actual presenta falencias y deficiencias que se traducen en que el funcionamiento del mercado no sea del todo competitivo, llevar a cabo un cambio a gran escala como se pretende, presenta riesgos y peligros que si no son bien evaluados y anticipados por la autoridad, pueden traer secuelas que en definitiva representen una pérdida social mayor que bajo el actual régimen. La vulnerabilidad que puede presentar el modelo BE-ISO a prácticas monopólicas individuales o colectivas, hacen que este tipo de reformas no sean aconsejables mientras las condiciones de competencia en el sector no mejoren.

La nueva Ley General de Servicios Eléctricos, puede demorar 2 años o más en que sea promulgada y seguramente la versión final tendrá diferencias importantes con respecto al borrador presentado en septiembre del año 2000. 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, sin olvidar la función que cumple el sector como uno de los pilares en el desarrollo de la economía del país.

VII. BIBLIOGRAFIA

- [Apex00] <http://www.theapex.org>. **Página Web de la Asociación de Bolsas de Energía**, Association of Power Exchanges.
- [Bernstein00] BERNSTEIN, S (2000). **Comentarios al Proyecto de Reforma de la Ley Eléctrica**. Centro de Estudios Públicos.
- [Borestein00] BORESTEIN, S – BUSHNELL, J – WOLAK, F (2000). **Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market**. University of California Energy Institute.
- [Borestein98] BORESTEIN, S - BUSHNELL, J (1998). **An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in the California's Electricity Industry**. University of California Energy Institute.
- [Borrador00] CNE(2000). **Presentación Borrador de Proyecto Nueva Ley General de Servicios Eléctricos**. Comisión Nacional de Energía.
- [CalPX01] <http://www.calpx.com>. **Página Web de la BE de California (CalPX)**
- [CalPX99] CALIFORNIA POWER EXCHANGE (1999) **California's New Electricity Market. The Basic: How the California Power Exchange Works, Version 6**. CalPX
- [Chao99] CHAO, HUNG-PO – WILSON, ROBERT (1999) **Design of Wholesale Electricity Markets**. Electric Power Research Institute.
- [CNE01] <http://www.cne.cl>. **Página Web de la Comisión Nacional de Energía (CNE)**.
- [CNEE01] <http://www.cne.es>. **Página Web de la Comisión Nacional de Energía de España**
- [EPEW00] <http://www.elecpool.co.uk>. **Página Web del Pool Eléctrico de Inglaterra y Gales**

- [Est051000] Diario Estrategia (5 octubre 2000). **Ven en reforma a Ley eléctrica aumento de Poder de Mercado de Endesa y Gener.**
- [Est091000] Diario Estrategia (9 de Octubre 2000). **Distribuidores Eléctricos se Alistan a Reinventar su Negocio.**
- [Est150900] Diario Estrategia (15 septiembre 2000). **El Nuevo Escenario de Precios Para los Generadores Eléctricos.**
- [Est230101] Diario Estrategia (23 de enero 2001). **Ley Eléctrica Establecerá Períodos de Transición Para Liberalizar al Mercado**
- [Green96] GREEN, R (1996) **Increasing Competition in the British Electricity Spot Market.** Journal of Industrial Economics, XLIV (2), 205-216.
- [Hogan97] HOGAN - CARDELL - HITT (1997). **Market Power and Strategic interaction in Electricity Networks.**
- [ISA01] <http://www.isa.co.co>. **Página Web de Interconexión Eléctrica S.A. Colombia.**
- [Klemperer89] KLEMPERER, P – MEYER, M (1989). **Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty.** Econometrica, 57 (November), 1243-1277
- [Kreps86] KREPS - SCHEINKMAN (1986). **Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes.**
- [MEM01] <http://www.mem.co.co> **Página Web del Mercado de Energía Mayorista de Colombia**
- [Mercurio01] DIAZ, CARMEN (2001). **El Factor California,** Diario el Mercurio de Santiago, 10 de Febrero de 2001.
- [Mercurio01b] Diario el Mercurio (23 de enero 2001). **Precio de la Electricidad Puede Aumentar por Déficit por Déficit de Energía.**

- [Millan00] MILLAN, JAIME (2000) **La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para Latinoamérica y el Caribe**. Presentación a la CNE Santiago. Banco Interamericano del Desarrollo.
- [Minuta00] CNE (2000). **Minuta Explicativa Sobre la Ley General de Servicios Eléctricos**. Comisión Nacional de Energía.
- [Newbery99] NEWBERY, DAVID (1999) **The UK Experience: Privatisation with Market Power**. Department of Applied Economics Cambridge.
- [Nordpool01] <http://www.nordpool.no> **Página Web del Mercado de Energía Nórdico, NordPool**
- [Pereira00] PEREIRA, M - BARROSO, L - KELMAN R (2000). **Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems**. Power Systems Research Inc.
- [Pereira98] PEREIRA, M – CAMPODÓNICO, N - KELMAN R (1998). **Hydro Scheduling based on Stochastic Models**. Proceedings of EPSON, 98
- [Quepasa00] Revista Que Pasa (29 octubre 2000). **Entrevista a William Hecht, CEO de PPL Global**.
- [Raineri97] RAINIERI, R – RUDNICK, H (1997) **Restructuring Chilean Electric and Gas Industries: From Monopolies to Competition**. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Rudnick00] RUDNICK, HUGH (2000). **Presentación Sobre el Proyecto de Reforma de la Ley Eléctrica**. Pontificia Universidad Católica de Chile
- [Rudnick94] RUDNICK, HUGH (1994) **Chile Pioneer of the Electric Power Sector**. IEE Power Engineering Review Vol.14 N 6
- [Ruff99] RUFF, LARRY E. (1999) **Competitive Electricity Markets: Why are They Working and How to Improve Them**.

- [Schmalensee85] SCHAMALENSEE, R – GOLUB, B (1985). **Estimating Effective Concentration in Deregulated Wholesales Electricity Markets.**
- [Stacchetti99] STACCHETTI, ENNIO (1999). **Auctions Design For The Colombian Electricity Market. University of Michigan**
- [Stoft00] STOFT, STEVEN (2000) **Designing Markets for Electricity Power System Economics.**
- [UKPX01] <http://www.ukpx.com>. **Página Web de la BE de Inglaterra**
- [Watts98] WATTS, DAVID (1998). **Teoría de Juegos Aplicada el Mercado Eléctrico Chileno.** Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Wolak00] WOLAK, FRANK (2000) **An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market.** Department of Economics Stanford University.
- [Wolak96] WOLAK, F - PATRICK, R (1996). **The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market.** Department of Economics Stanford University.