



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS
CRISIS ELÉCTRICAS EN CHILE,
CALIFORNIA Y BRASIL;
ASPECTOS RELEVANTES PARA EL
NUEVO MARCO REGULATORIO
CHILENO**

RAFAEL ARIZTÍA CORREA

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

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS C.

Santiago de Chile, 2002



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

ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS CRISIS ELÉCTRICAS EN CHILE, CALIFORNIA Y BRASIL; ASPECTOS RELEVANTES PARA EL NUEVO MARCO REGULATORIO CHILENO

RAFAEL ARIZTÍA CORREA

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS

HUGH RUDNICK

MARIA DE LA LUZ DOMPER

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

Santiago de Chile, 2002

A mi familia.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en forma muy especial a David Watts por sus importantes aportes y constante preocupación por este trabajo.

A Maria de la Luz Domper y a don Hugh Rudnick, les agradezco por sus valiosos comentarios y por la información proporcionada. Asimismo, agradezco la información relativa a Brasil entregada por Peter Hatton.

Finalmente, agradezco a Claudio Inglesi por su valiosa ayuda en la recopilación de información y a Matias Hepp por sus comentarios al trabajo final.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS.....	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
I. CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA.....	11
1.1 Introducción.....	11
1.1.1 Descripción del mercado eléctrico de California	11
1.1.2 Composición del parque generador	15
1.1.3 Propiedad del parque generador.....	19
1.2 Estructura del nuevo Mercado	21
1.2.1 Schedule Coordinators (SC)	23
1.2.2 Bolsa de energía (PX).....	23
1.2.3 Operador independiente del sistema (ISO)	25
1.2.4 Instituciones reguladoras y sus roles	26
1.3 Funcionamiento del Mercado	32
1.3.1 Mercado Día Previo (DA).....	32
1.3.2 Mercado Spot.....	35
1.3.3 Mercado de Servicios Auxiliares	36
1.3.4 Manejo de congestión.....	39
1.3.5 Esquemas de Contratos.....	40
1.3.6 Restricciones Ambientales.....	41
1.3.7 Señales de Expansión.....	42
1.4 Crisis de abastecimiento.....	43
1.4.1 Medidas transitorias.....	43

1.4.2	Desempeño del mercado	46
1.4.3	Causas del déficit de energía y del aumento de los precios.....	52
1.5	Aspectos relevantes del modelo Californiano.....	60
1.5.1	Separación de mercados.....	61
1.5.2	Rigidez de precios y actuación de los reguladores	63
1.5.3	Manejo de congestión zonal.....	64
1.5.4	Precios techo	65
1.5.5	Dirección del ISO y del PX.....	66
II.	CRISIS ELÉCTRICA DE BRASIL	68
2.1	Introducción	68
2.1.1	Descripción del mercado eléctrico de Brasil	68
2.1.2	Composición del parque generador	72
2.1.3	Propiedad del parque generador.....	73
2.2	Estructura del nuevo mercado.....	74
2.2.1	Mercado Mayorista de Energía (MAE)	77
2.2.2	Operador Nacional del Sistema (ONS).....	79
2.2.3	Instituciones reguladoras y sus roles	81
2.3	Funcionamiento del Mercado	84
2.3.1	Sistema de Distribución del Riesgo (MRE)	84
2.3.2	Sistema de Precios.....	87
2.3.3	Esquemas de Contratos.....	89
2.3.4	Contratos Iniciales	90
2.3.5	Señales de Expansión.....	91
2.3.6	Mercado de Servicios Auxiliares	92
2.3.7	Manejo de Congestión	92
2.3.8	Limites de Concentración de Propiedad	93
2.4	Crisis de abastecimiento	94
2.4.1	Desempeño del mercado	94
2.4.2	Racionamiento de Energía	96
2.4.3	Causas del Déficit de Energía.....	99
2.5	Aspectos relevantes del modelo Brasileiro.....	108
2.5.1	Rol de los Reguladores	108
2.5.2	Estructura de Precios.....	109

III.	CRISIS ELÉCTRICA DE CHILE	112
3.1	Introducción	112
3.1.1	Composición y propiedad del parque generador	113
3.2	Estructura del Mercado	115
3.2.1	Instituciones reguladoras y sus roles	117
3.3	Crisis de abastecimiento	120
3.3.1	Antecedentes	120
3.3.2	Racionamiento de Energía	121
3.4	Aspectos relevantes del modelo Chileno.....	130
3.4.1	Rigidez de precios	130
3.4.2	Excesiva responsabilidad de las autoridades	131
IV.	CONCLUSIONES Y PROPUESTAS PARA EL MERCADO CHILENO...	133
4.1	Señales de Precios	134
4.2	Actuación de los Reguladores.....	136
4.3	Dirección de las instituciones	138
4.4	Precios techo	140
4.5	Propuestas para el Mercado Chileno	142
	BIBLIOGRAFIA	147

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Principales Generadores de California	21
Tabla 1.2: Requerimientos y cantidades de servicios auxiliares en California	38
Tabla 1.3. Detalle de los consumidores en California a Septiembre de 2001	45
Tabla 2.1: Principales empresas generadoras de Brasil.....	74
Tabla 2.2: Riesgo de déficit de energía en Brasil 1999-2008	105

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Origen de la energía consumida en California 1989-2000.....	17
Figura 1.2: Composición de la generación térmica en California al año 2000	18
Figura 1.3: Propiedad fuentes de generación en California al año 2001	20
Figura 1.4: Estructura regulatoria del mercado eléctrico de California	31
Figura 1.5: Precios California PX, día previo al despacho	49
Figura 1.6: Evolución del precio del gas natural en California.....	54
Figura 2.1: Cobertura de los Contratos Iniciales en Brasil.....	90
Figura 2.2: Nivel de los embalses en Brasil 1997-2001	106
Figura 3.1: Fuentes de generación en el SIC.....	113
Figura 3.2: Evolución de la propiedad del parque generador en el SIC.....	114
Figura 3.3: Energía embalsada en el SIC 1994-2001.....	120

RESUMEN

Muchos países han optado por reestructurar sus sistemas eléctricos, promoviendo la competencia y la participación de privados en generación. Diversos modelos han sido adoptados siguiendo principalmente dos líneas de desarrollo; el modelo chileno (1982), basado en un pool centralizado que realiza un despacho de mínimo costo, y los modelos de Inglaterra y Gales, y Australia, que utilizan sistemas de ofertas centralizadas como solución para el despacho.

Las recientes crisis eléctricas de Chile (1998-1999), California (2000-2001) y Brasil (2001) y los problemas de poder de mercado que han afectado a los mercados de Colombia, Inglaterra y Gales, California, etc., han puesto una pausa en el desarrollo de estos modelos, particularmente la segunda generación de reformas del mercado Chileno ha sido paralizada ante los riesgos de nuevos episodios de desabastecimiento eléctrico o de poder de mercado.

En el presente trabajo se analizaron las características fundamentales de los mercados de California, Brasil y Chile, así como las legislaciones mediante las cuales se desregularon. Se estudiaron las crisis de cada modelo y la influencia de cada legislación en ellas. En cada caso se encontraron aspectos circunstanciales, tales como hidrologías secas que socavaron las reservas hídricas e importantes aumentos del consumo, que influyeron para llevar al mercado a un problema de desabastecimiento. Adicionalmente, se encontraron problemas en cada regulación que impactaron negativamente, profundizando el problema. Finalmente, se encontró que además de los aspectos circunstanciales y de los problemas en cada legislación, hay aspectos comunes en las tres crisis, particularmente las erradas señales de precio de cada modelo en situaciones de escasez y la actuación poco adecuada de los reguladores.

Se concluye que para que un mercado desregulado funcione correctamente en situaciones de escasez se requieren precios minoristas flexibles, que transmitan al consumidor el costo real de la energía, además de reguladores independientes, que no estén influenciados por intereses políticos de corto plazo. A partir de esto se proponen mejoras para la legislación chilena.

ABSTRACT

Many countries have deregulated their electricity markets, boosting competition and participation of private enterprises in generation. Different models have been adopted following two main lines; the Chilean model (1982), based on a centralized pool that makes a least cost dispatch, and the models of England and Wales, and Australia, based on centralized bid systems as a solution to resolve the dispatch.

The recent electricity crises of California (2000-2001), Brazil (2001) and Chile (1998-1999) and the market power problems that have affected the markets of Colombia, England and Wales, and California, have interrupted the development of these models, particularly, the Chilean second generation reforms have been paralyzed due to the risk of new episodes of electricity shortages or market power problems.

In this work we study the fundamentals of the markets of California, Brazil and Chile, as well as each deregulated legislation. Then we analyze the crises, and the influence on them of each legislation. Finally, improvements to the Chilean legislation are proposed, based on the problems analyzed and on the arguments around them. In each case we found circumstantial aspects, like low hydrology that drained the reservoirs and great increases in electricity demand, which together put the market in a shortage situation. Additionally, we found flaws in each legislation that worsened the problems. Finally, we found that besides the circumstantial aspects and the flaws in each legislation, there are common aspects to the three crises, particularly the mistaken price signals of each model in shortage situation and the inadequate performance of the regulators.

We conclude that a deregulated electricity market will not work properly in a scarcity situation if consumers are isolated from the real cost of energy, and if it does not have independent regulators, that are not influenced by short-term political interests. Finally, based on the study, we propose improvements for the Chilean electricity legislation.

I. CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA

1.1 Introducción

La crisis eléctrica de California ha tenido un impacto mundial, tanto por su magnitud, como por el hecho de que el afectado es uno de los estados más importantes de los Estados Unidos. El número significativo de intereses en juego ha hecho que cualquier solución a largo plazo sea cada vez más difícil de implementar. Si bien la peor parte de la crisis ya pasó, ha quedado en evidencia un número considerable de errores de diseño y de manejo, que ahora se levantan como desafíos a solucionar.

Todo parece indicar que los legisladores de California se enfocaron demasiado en alcanzar ahorros de corto plazo en el precio de la energía, que como se verá fue la principal motivación para reformar el sistema, y descuidaron los aspectos realmente importantes de la legislación. Además tuvieron la mala fortuna de que el mercado sufrió simultáneamente una disminución de la oferta y un aumento de la demanda, justo cuando el modelo llevaba poco tiempo funcionando y cuando las instituciones aun no estaban totalmente adaptadas a la nueva estructura.

Para entender más cabalmente las causas y la forma en que esta crisis se produjo y las razones que la han perpetuado, es importante tener algún nivel de conocimiento en la forma en que llevó a cabo la reforma al mercado eléctrico y los aspectos más relevantes que se pretendían modificar.

1.1.1 Descripción del mercado eléctrico de California

Hasta el año 1998 el mercado eléctrico californiano estuvo conformado principalmente por tres monopolios privados que proveían el servicio de generación, transmisión y distribución para todos los clientes dentro de su área. Las tarifas, costos y obligaciones de las empresas eran regulados por la California Public Utilities Commission (CPUC), el organismo regulador encargado de velar por el funcionamiento del mercado eléctrico. Las empresas que conformaban estos monopolios eran Pacific Gas & Electric Company (PG&E), que operaba en la parte norte del estado, Southern California Edison Company (SCE), que operaba en la zona

de Los Ángeles, y San Diego Gas & Electric Company (SDG&E), que operaba en la zona sur del estado. Además existían empresas municipales de generación y distribución, principalmente en el área de Los Ángeles y Sacramento, que no participaron en el proceso de desregulación.

A principios de la década de 1990 el costo de la energía eléctrica en California estaba entre los más altos del país, principalmente debido a un exceso de capacidad instalada, a la existencia de una serie de centrales ineficientes y a la necesidad de amortizar las inversiones hechas en grandes centrales nucleares, cuyos costos de construcción habían sido elevadísimos con respecto a otras fuentes de generación [Josk01]. Además, en aras de diversificar su generación y a raíz de las crisis energéticas de la década de 1970, California había establecido contratos de compra a largo plazo con pequeños cogeneradores y fuentes renovables de generación, a precios superiores a los precios promedios de entonces¹.

El precio de la energía en 1997 y 1998 en California estaba entre el 20 % de los estados con energía más costosa, situándose muy por encima de los estados vecinos, tales como Arizona y Oregon. Esta situación hizo que se produjera cierto consenso de la necesidad de reformar la estructura del mercado eléctrico californiano y que surgieran presiones en este sentido, principalmente de los grandes consumidores industriales. Por otra parte, la recesión que golpeó a los Estados Unidos al comienzo de la década de 1990 fue particularmente fuerte en California, lo que colaboró para que existiera un mayor interés en bajar el costo de la electricidad y con ello colaborar a hacer más competitivas a las empresas californianas.

De esta manera a principios del año 1993 se comenzó con el proceso de reforma a través de un documento elaborado por la CPUC, en el que se analizaba la

¹ En 1978 se estableció una política a nivel nacional de incentivar la generación independiente con energías renovables. Esta política está contenida en el Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA), el que establecía que las empresas eléctricas debían compra energía a ciertas empresas seleccionadas (Qualifying Facilities – QF), principalmente cogeneradores o pequeños generadores con fuentes renovables. [Josk00]

estructura y el comportamiento del mercado eléctrico y se establecía la necesidad de reformarlo. Posteriormente, en Abril de 1994, la CPUC publicó un documento conocido como el libro azul (Blue Book) en el cual se proponían cuatro posibles escenarios al futuro desarrollo del sector y su regulación. Hasta 1996 se mantuvo la discusión acerca de las estructuras de mercado a utilizar, la forma de realizar la transición, etc. De los cuatro escenarios propuestos, el que prevaleció finalmente fue un enfoque que proponía aplicar al máximo los criterios de libre mercado en el diseño del nuevo marco regulatorio. De esa forma se pretendía liberalizar el mercado de generación, asegurando acceso libre y no discriminatorio a las redes de transmisión. También se pretendía crear competencia en la comercialización de energía, permitiendo a los consumidores elegir la empresa que les proveería electricidad. Este enfoque estuvo fuertemente influenciado por el proceso de desregulación del mercado eléctrico británico y los propulsores de las reformas aseguraban que después de la liberación del mercado y el comienzo de la competencia en generación y comercialización, los precios de la electricidad bajarían en un tercio aproximadamente.

A mediados de 1996 el Poder Legislativo Californiano elaboró una ley de reestructuración, conocida como Assembly Bill 1890 (AB 1890), en la que se incorporaron elementos para satisfacer las demandas de los principales actores: compañías eléctricas, generadores independientes, representantes de los consumidores, ambientalistas y entes regulatorios. Esto dentro de un marco en el cual se buscaba lograr establecer un mercado competitivo y reducir al mínimo la ingerencia del Estado.

Entre los principales elementos que estableció la ley AB 1890 se destacan:²

- ? Separación del mercado eléctrico en tres mercados independientes, uno en generación, otro en transmisión y un tercer mercado de distribución. El primero sería abierto y desregulado, y los otros dos

² Fuente: California Assembly Bill No. 1890, Chapter 854, September 23, 1996

funcionarían como monopolios regulados, aunque se generaría competencia en la comercialización de energía a través de la introducción de Comercializadores de energía.

- ? Se establecieron dos instituciones independientes sin fines de lucro, el California Power Exchange (PX) y el Independent System Operator (ISO). El primero sería un mercado abierto de compra y venta de energía y el segundo el operador del sistema, encargado de realizar el despacho, asignar el uso de las líneas de transmisión y de contratar los servicios auxiliares. Estos organismos están explicados en detalle en el capítulo 1.2.2 y 1.2.3.
- ? Creación de un Oversight Board (OB), formado por cinco personas. Este comité debe supervisar el buen funcionamiento del PX y el ISO, entre otras funciones.
- ? A partir del primero de abril de 1998 se abriría el mercado. Se estableció que los usuarios finales podrían optar por contratar el suministro de electricidad con comercializadores de energía. De no hacerlo, recibirían suministro de todas maneras de su distribuidor local.
- ? Libre acceso a líneas de transmisión para todos los participantes del mercado. Se establecerían tarifas fijas de transmisión, que serían fijadas por la CPUC y la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

- ? Se estableció un cobro por transición a competencia (CTC-Competitive Transition Charge), que sería pagado por todos los consumidores en beneficio de las tres compañías principales, de modo de permitirles recuperar los costos de las inversiones que habían sido hechas con expectativas de precios mayores, que bajo la nueva estructura eran costos hundidos. Su duración sería de cuatro años.
- ? Como parte del CTC, las tarifas de energía para consumidor final fueron congeladas, con un 10% de descuento respecto al nivel de 1996, por cuatro años. El supuesto era de que el precio mayorista de la energía iba a estar muy por debajo de los valores de 1996.
- ? Finalmente, se estableció un cobro de beneficio público (PBC-Public Benefits Charge) para mantener programas de investigación en temas como eficiencia, uso de recursos renovables, etc. Además, el fondo tiene por objetivo ayudar a los usuarios de bajos ingresos.

Más adelante en este trabajo se estudiarán con más detalle los aspectos más importantes de esta ley, que son los que determinaron la estructura final del nuevo mercado eléctrico californiano.

Finalmente, en Marzo de 1998 comenzó a operar el nuevo mercado eléctrico en California, bajo el esquema y con las instituciones establecidas en el nuevo marco regulatorio. La operación del nuevo mercado fue relativamente tranquila hasta el verano del año 2000, momento en que comenzó la crisis, si bien desde antes ya se comenzó a evidenciar una serie de problemas de diseño. Esto será abordado en más detalle más adelante.

1.1.2 Composición del parque generador

En conjunto las tres compañías principales mencionadas entregaban aproximadamente el 75% de la energía consumida en el estado, siendo el resto distribuida por agencias municipales que no participaron en la reestructuración del mercado eléctrico. Para cumplir con sus obligaciones las empresas generaban parte de la energía y el resto la importaban desde estados vecinos, para lo que se construyeron

grandes líneas de transmisión. Esto no ha cambiado después de la reestructuración del mercado, ya que las mismas compañías continúan con la distribución de la energía.

La energía consumida anualmente en California ha crecido en forma constante en los últimos años, llegando a 284.132 Gwh en el año 2000. Por su parte la capacidad instalada dentro del estado se ha mantenido relativamente estable desde que comenzó el proceso de reestructuración, siendo de aproximadamente 31.000 MW en el año 1999. Adicionalmente existen plantas generadoras ubicadas en las fronteras de California, pero que en la práctica están dedicadas al mercado californiano y son consideradas dentro de la capacidad con que cuenta el estado. Con estas plantas la capacidad instalada para abastecer el estado es estimada en aproximadamente 54.000 MW.³

La generación en el estado de California es mayoritariamente térmica, representando ésta el 58% de la energía consumida durante el año 2000. Por su parte la energía hidroeléctrica generada, al igual que la nuclear, representa sólo el 15% del consumo total en ese año. El resto del consumo fue abastecido en un 11% aproximadamente por importaciones de energía desde otros estados y en un 1% aproximadamente con fuentes alternativas de generación.⁴ Para más detalle, en la figura 1.1 se puede apreciar el origen de la energía consumida en California desde el año 1989 hasta el año 2000.

En general, el aumento del consumo de los últimos años ha sido absorbido casi en su totalidad por un aumento en la generación térmica. Incluso en el año 2000 se aprecia una disminución de las importaciones de energía, lo que en parte fue uno de

³ Fuente: California Energy Commission: Electricity Analysis Office dated July 24, 2001. Para más detalle consultar <http://www.energy.ca.gov/electricity/index.html>

⁴ Fuente: California Energy Commission, Electricity Analysis Office dated July 24, 2001.

los detonantes de la escasez que ha vivido California en los últimos dos años, como se verá más adelante.

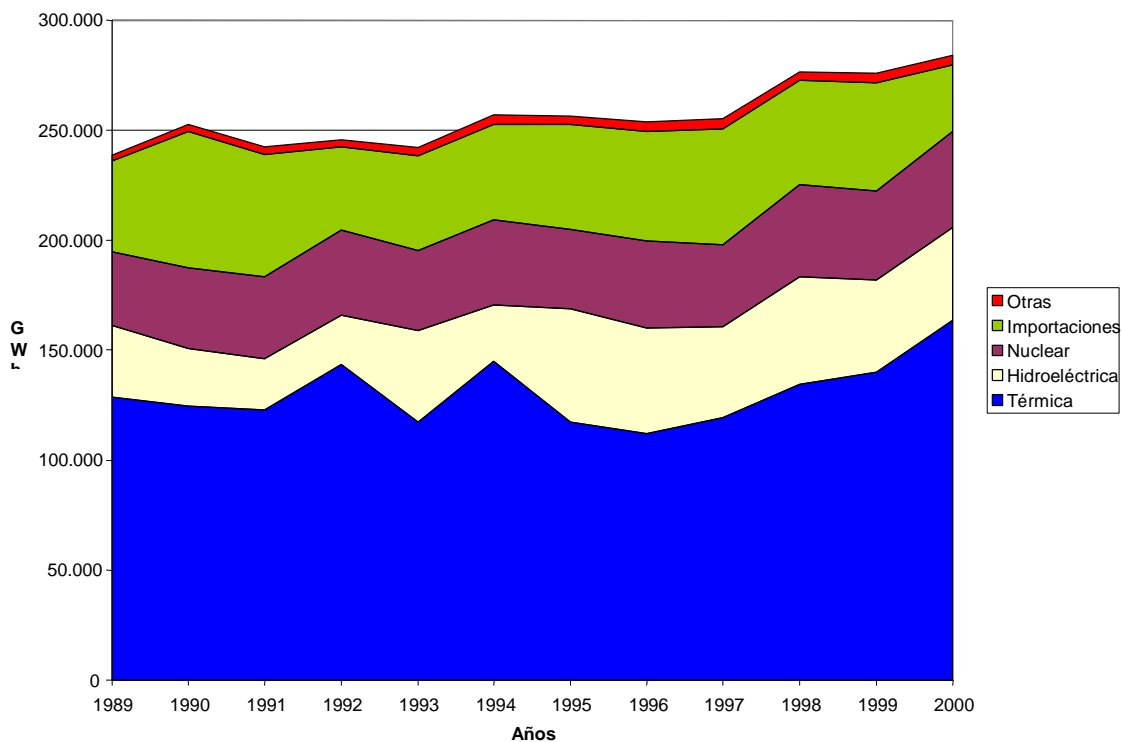


Figura 1.1: Origen de la energía consumida en California 1989-2000⁵

Dentro de lo que se considera como generación térmica se ha agregado la generación con distintos tipos de combustible. La generación térmica más importante es la relacionada al gas natural, que representa un 66% del total de la energía térmica y un 38% de la energía total generada en el estado, siendo por lejos el modo de generación más utilizado en California. Adicionalmente, dentro de la generación

⁵ Fuente: California Energy Commission, Electricity Analysis Office dated July 24, 2001

térmica se considera las generadoras a carbón, a petróleo, la energía geotermal y la energía producida en base a basura orgánica.

En la figura 1.2 puede apreciarse la composición de la generación térmica el año 2000, con el aporte de cada tipo de combustible al total de energía térmica.

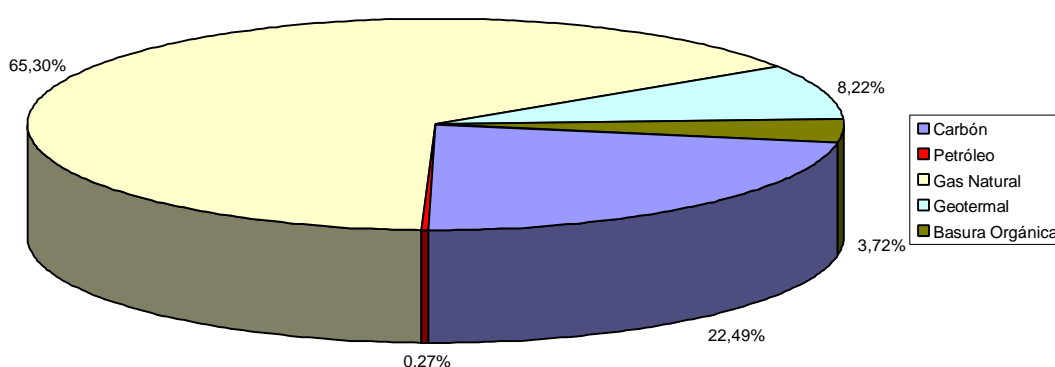


Figura 1.2: Composición de la generación térmica en California al año 2000⁶

Otro aspecto que resulta relevante señalar es la edad del parque generador, ya que esto influye en la frecuencia con que las plantas deben salir a mantenimiento, disminuyendo de esa manera la oferta por energía y eventualmente elevando el precio de ésta. Del total del parque generador de California, plantas que en su conjunto suman cerca del 67% de la capacidad instalada tienen más de 20 años de uso, más aún, plantas que en su conjunto representan el 47% de la capacidad tienen más de 40 años. Las plantas con menos de 10 años de uso sólo representan el 7 % de la capacidad instalada. Esto es relevante, ya que durante el verano de 2000 y el invierno de 2001 (boreal), alrededor de 10.000 MW de potencia de la capacidad instalada en el estado, fueron continuamente mantenidos fuera de servicio por razones

⁶ Fuente: California Energy Commission, Electricity Analysis Office dated July 24, 2001

de mantenimiento o de reabastecimiento de combustible, en el caso de centrales nucleares [Jacc01].

1.1.3 Propiedad del parque generador

Otro aspecto que es importante es la evolución de la propiedad del parque generador, es decir quién produce la energía que se consume California. Esto es relevante ya que permite ver que nivel de concentración de la propiedad existe en generación.

Históricamente las grandes compañías eléctricas de California (*utilities*) generaban gran parte de la energía que se consumía en el estado. Cuando se realizó la desregulación y como una manera de impedir prácticas anti competitivas, se las obligó a vender parte de su parque generador. En particular se les obligó a vender al menos el 50% de su generación térmica.

El año 1993 las utilities generaban alrededor del 64% de la energía consumida en el estado. Después de las reformas esto ha bajado considerablemente, llegando al 47% en el año 2000. Las grandes compañías distribuidoras vendieron casi toda su generación (unos 20.2 GW), quedándose con sus plantas nucleares y sólo algunas hidroeléctricas y térmicas. Durante el año 2001, PG&E ha generó alrededor del 40% de sus necesidades y SCE sólo el 36%. SDG&E vendió toda su capacidad generadora.

Con la venta de las plantas de generación por parte de las tres distribuidoras principales, el mercado de la generación quedó formado por una serie de compañías independientes, siendo las más importantes las siguientes: Duke Energy, Dynergy Power, AES Corporation, Calpine, NRG Energy, Destec, Reliant Energy, Termo Ecotek, EP Energy y Southern Energy. Además habría que agregar a PG&E y SCE que todavía mantienen una cantidad considerable de generación. También hay otras empresas, relacionadas a algunos municipios, que tienen una capacidad de generación importante.

En la figura 1.3. se muestra la distribución de la capacidad instalada entre los distintos tipos de agentes generadores, estos son; empresas distribuidoras, nuevas

empresas generadoras independientes, agencias públicas y QF y otros productores menores.

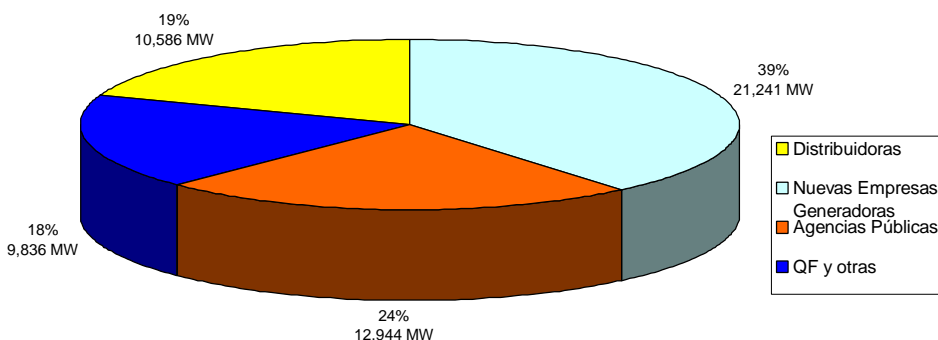


Figura 1.3: Propiedad fuentes de generación en California al año 2001⁷

Vale la pena mencionar que en total hay más 400 empresas generadoras en el estado de California. En la tabla 1.1. se muestra la capacidad instalada de los principales nuevos generadores. Se puede ver que existen nueve empresas exclusivamente generadoras, que tienen entre un 1% y un 9% de la capacidad instalada de todo el sistema, lo que demuestra que este es un mercado bastante desconcentrado, al menos mucho más que el mercado chileno y que el mercado Británico, cuando se realizó la reforma en ese país. Entre estas nueve empresas dan cuenta del 37% de la capacidad instalada de California (y sus fronteras). Además se agregó la capacidad de generación de las dos distribuidoras que todavía mantienen generación en su poder, PG&E y SCE.

⁷ Fuente: California Energy Comisión. Energy Comisión Database. Database of the California Power Plants. (<http://www.energy.ca.gov/database/index.html#powerplants>)

Tabla 1.1: Principales Generadores de California⁸

Principales Generadores	MW	% del total
AES Corporation	4.819	9%
Calpine	785	1%
Duke Energy	2.709	5%
Dynegy / NRG Energy	2.090	4%
El Paso Merchant Energy	440	1%
NRG / Destec	1.583	3%
Reliant Energy	4.019	7%
Southern Energy	3.166	6%
Thermo Ecotek	416	1%
Total	20.026	37%
<i>SCE</i>	<i>3.439</i>	<i>6%</i>
<i>PG&E</i>	<i>7.109</i>	<i>13%</i>

Se puede apreciar que a pesar de haber vendido gran parte de sus plantas, PG&E sigue siendo el generador más grande del sistema.

1.2 Estructura del nuevo Mercado

El proceso de diseño e implementación del nuevo mercado eléctrico californiano fue largo y difícil. Habiendo tal cantidad de intereses en juego, tanto políticos, económicos y ambientales, no es de extrañar que la legislación final haya tratado de satisfacer todas las visiones, transformándose de paso en lo que algunos han llamado, la legislación eléctrica más compleja que se haya hecho nunca [Josk01].

La nueva estructura fue muy ambiciosa en tratar de dejar la mayor cantidad de responsabilidades a los integrantes del mercado, confiando en que se generaría un mercado competitivo que sería capaz de resolver una serie de materias que en otras legislaciones son resueltas en forma más centralizada, sin embargo, por otra parte se creó una serie de regulaciones artificiales que no se compadecían con la idea desreguladora del nuevo esquema y que han sido el centro de las críticas después del colapso del sistema. Estas regulaciones tienen principalmente dos orígenes, por un

⁸ Fuente: California Energy Comisión, Power Plants Database.

lado satisfacer las demandas de los múltiples involucrados⁹, y por otro crear las condiciones que, según los legisladores, eran necesarias para que se generara competencia en el corto plazo. Estos aspectos serán discutidos más adelante en el capítulo 1.4.1.

El primer paso en la desregulación del mercado fue terminar con los monopolios verticalmente integrados que se señalaron anteriormente. Para ello se obligó a las tres empresas principales (Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company y San Diego Gas & Electric Company) a vender parte de la generación térmica que poseían y a traspasar el control del sistema de transmisión a un organismo independiente, de modo de producir tres mercados diferentes; uno de generación, uno de transmisión y uno de distribución.

El mercado eléctrico de California se estructuró en torno a dos instituciones principales, una bolsa de energía (California Power Exchange - PX) y un operador independiente del sistema (California Independent System Operator - ISO). Estas dos instituciones juegan un rol fundamental en el funcionamiento del sistema, aunque en general su papel es proveer las condiciones para que los agentes del mercado, es decir los generadores y consumidores, puedan desenvolverse y tomar las decisiones relevantes.

El hecho de que existan dos instituciones separadas para realizar la operación del sistema y para el intercambio de la energía es algo que distingue a la estructura de California del resto de los diseños de mercados eléctricos que se hayan hecho en otras partes del mundo, ya que normalmente estas dos tareas recaen sobre el operador del sistema. Este aspecto ha sido ampliamente discutido y es según algunos uno de los errores fundamentales del diseño de mercado de California. En el capítulo 1.5.1. se discute en más detalle este tema.

⁹ Esto se refiere básicamente a las regulaciones destinadas a compensar a las empresas distribuidoras, a las destinadas a bajar en forma anticipada el costo de la energía a los usuarios y a las destinadas a satisfacer a los grupos ambientalistas.

Además existe un tercer tipo de institución, los llamados *Schedule Coordinators* (SC), que son las entidades que con licencia para programar energía en el ISO. Este tipo de organizaciones funcionan como intermediarios entre generadores y consumidores, algo similar a lo que podría ser un comercializador de energía, pero con algunas características particulares. Los comercializadores pueden transformarse en SC si adhieren a las reglas de operación del ISO.

A continuación se explican con más detalle cada una de estas instituciones, sus responsabilidades y la forma en que interactúan.

1.2.1 Schedule Coordinators (SC)

Los SC son instituciones intermediarias que cumplen un papel similar al de los comercializadores de energía, en el sentido de que pueden manejar un portfolio de demanda y uno de generación, y ordenarlo como les resulte más conveniente. La gran diferencia es que los SC deben enviar programas de operación diariamente al ISO y estos programas deben ser balanceados, es decir deben mandar escenarios para cada hora en que la energía que consuman sus clientes debe ser igual a la que generen sus proveedores. Los contratos que mantienen los SC con sus clientes (generadores y consumidores) son de carácter financiero, es decir no determinan despacho físico u obligación de consumo de energía. Además los precios y condiciones que pacten los SC con sus clientes es información privada.

Los comercializadores pueden registrarse como SC en el ISO, para lo que deben cumplir con ciertas condiciones de crédito y adherirse al modo y a las condiciones de operación que ISO establece [Josk00]. De no hacerlo deben comprar la energía que requieran en el PX, en el mercado spot o bien si cuentan con contratos pueden programarla a través de otro SC.

1.2.2 Bolsa de energía (PX)

La bolsa de energía es una institución en la cual confluyen consumidores y generadores para hacer ofertas de consumo y generación de energía durante una hora de un día determinado. El proceso de subastas se realiza en dos formatos, con un día de anticipación al despacho (DA, day-ahead) y con una hora de anticipación (HA,

hour-ahead), aunque en la práctica es el primero de estos el que concentra la mayor parte del comercio de energía¹⁰.

En cada proceso, las ofertas se agregan y se construye una curva de oferta y una de demanda para cada hora del día en cuestión, obteniéndose de esa manera el precio de la energía para cada hora del día. Como este proceso se realiza dos veces, existe un precio DA y un precio HA para la energía, que debiera tender a ser igual. Se supone que los generadores y consumidores envían ofertas para las distintas horas del día, de modo que el PX genera precios para cada hora y construye un programa de operación balanceado (*balanced schedule*), que finalmente es enviado al ISO.

Conjuntamente con las ofertas de energía que manda cada generador, también se incluyen ofertas por servicios auxiliares (regulación de frecuencia, reserva en giro, etc.) y ofertas de ajuste, que indican a qué precio aumentaría o disminuiría su suministro. Estas ofertas de ajuste son usadas para efectos de manejo de congestión. El PX envía estas ofertas al ISO en conjunto con el programa de operación. En el capítulo 1.3.1. se explica en con mayor detalle la operación del PX.

El PX es una organización de derecho público y sin fines de lucro. Está conformada por un amplio equipo que realiza todas las operaciones y se financia mediante cobros por sus servicios a los que transan energía. Es dirigida por una junta directiva, la que es nombrada por la Junta de Supervisión Energética de California (California Energy Oversight Board). Para efectos de relación con el ISO, el PX es un SC más y debe mandar todos sus programas de operación balanceados, lo que representa una restricción importante para su funcionamiento. Este aspecto será abordado en mayor detalle más adelante, ya que representa una crítica importante al modelo.

Los participantes en las subastas de energía del PX son por un lado los generadores, y por el otro las empresas distribuidoras y los comercializadores. Es

¹⁰ Según Joskow (2000), entre un 80% y un 90% de la energía que transa en el mercado californiano, se vende en el mercado day-ahead.

importante señalar que la legislación estableció que toda la capacidad de generación que las distribuidoras mantuvieran en su poder y la energía que hubiesen tenido contratada al momento de comenzar a funcionar la nueva estructura, debía ser obligatoriamente ofertada en el PX.

1.2.3 Operador independiente del sistema (ISO)

El ISO es la institución central de la estructura de mercado impuesta en California. Es una organización de derecho público, independiente y sin fines de lucro. Está dirigida por una junta directiva conformada por 24 miembros que representan a las empresas generadoras, empresas públicas, a los consumidores, a ambientalistas y al público en general. Esta junta, al igual que la del PX, es nombrada por la Junta de Supervisión Energética de California (California Energy Oversight Board).

El ISO tiene una serie de responsabilidades, dentro de la que destacan la labor de manejar el sistema de transmisión de California, que pertenece a las tres principales compañías distribuidoras (SDG&E, PG&E y SCE), coordinando la operación de esta red con el Western System Coordinating Council (WSCC)¹¹, y la labor de realizar el balance en tiempo real de la demanda y la oferta de energía. Además el ISO tiene las siguientes responsabilidades [Albu99]:

- ? Proveer acceso libre y abierto de cualquier participante a las líneas de transmisión.
- ? Asegurar la seguridad de la red.
- ? Manejar los problemas de congestión de transmisión y de limitaciones físicas de la red.
- ? Proveer y manejar un mercado en tiempo real de servicios auxiliares.
- ? Proveer de información a todos los participantes del mercado.

¹¹ El WSCC es una unión de redes de transmisión que abarca casi todos los estados al oeste de las Rocky Mountains, el oeste de Canadá y parte del norte de México. [Josk00]

- ? Administrar las cuentas de los generadores y consumidores, para lo que tiene métodos de pago establecidos que los participantes conocen y deben cumplir.

El ISO recibe los programas de operación balanceados que emite el PX y los que generan todos los otros SC. Luego procesa toda esa información y la ajusta a la red de transmisión, de modo de visualizar los problemas de congestión que se puedan producir. Si los programas de operación son factibles, el despacho es el que en ellos se indica. Si existen problemas de congestión, lo que es bastante normal, se sigue un proceso de ajuste de los programas, por lo que la información vuelve a los SC y al PX. Este proceso se explica en detalle en el capítulo 1.3.

El manejo del sistema en tiempo real consiste en procurar que la demanda agregada calce con la oferta agregada en todo instante. Para hacer esto el ISO opera un mercado de energía en tiempo real, o mercado spot, utilizando las ofertas de ajuste que los generadores envían para cada hora del día. Adicionalmente, las empresas que se han desviado de su programa son obligadas a comprar (o vender) la energía que les falte (o sobre) en el mercado spot, de modo de balancear el mercado.

El ISO debe manejar también un mercado de servicios auxiliares, (i.e. reserva en giro, reserva en frío, regulación de frecuencia, generación de reemplazo, suministro de reactivos y partida en frío). Para ello recibe ofertas de los generadores a través del PX y maneja un mercado DA y uno HA para estos servicios auxiliares, generando un precio y reservas de cada servicio para cada hora del día.

1.2.4 Instituciones reguladoras y sus roles

Por el hecho de ser Estados Unidos un país federal, en cada ámbito de regulación existen tanto agencias federales, como estatales. En el caso de la energía es lo mismo, existiendo a nivel federal el Departamento de Energía (U.S. Department of Energy), del cual depende la mencionada Comisión Federal de Regulación Energética (Federal Energy Regulatory Commission - FERC). A su vez, la regulación a nivel estatal está a cargo de la Comisión de Energía de California (California Energy Commission – CEC), de la que depende a su vez la Comisión de Servicios de Utilidad Pública de California (California Public Utilities Commission - CPUC).

Adicionalmente existe una tercera entidad independiente creada con la nueva regulación, la Junta de Supervisión Energética de California (California Energy Oversight Board – EOB).

A continuación se describe cada una de estas instituciones:

a) Agencias Federales

i) Departamento de Energía (U.S. Department of Energy)

El Departamento de Energía es la institución federal que tiene por misión fomentar y velar por la existencia de energía segura y confiable, que sea tanto económica como ambientalmente sustentable. Además tiene un rol importante en lo relacionado a la energía y a las armas nucleares. En cuanto a la energía eléctrica, su rol está más bien relacionado con el fomento del uso de fuentes económicas y ambientalmente viables. Para ello mantiene programas de financiamiento en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías. Además cumple la tarea de recopilar y publicar información relacionada con el uso de energía en el país.

Dentro de su organización está la FERC, que en la práctica es la institución encargada de regular las industrias relacionadas con la energía y dictar las políticas energéticas del país.

ii) Comisión Federal de Regulación Energética (Federal Energy Regulatory Commission - FERC)

La FERC es una agencia regulatoria independiente creada en 1977, que si bien forma parte del Departamento de Energía, es autónoma en su funcionamiento. Está formado por una cantidad importante de profesionales y mantiene oficinas en cinco ciudades. Es dirigida por una junta directiva conformada por cinco personas, que son designadas por el Presidente del país y confirmadas por el Senado. De las cinco personas, como máximo tres pueden pertenecer al mismo partido político. Sus principales responsabilidades relacionadas con el mercado de la electricidad son; regular la transmisión y las ventas de electricidad en comercio interestatal, es decir regular el comercio mayorista de electricidad, dar las licencias e inspeccionar los proyectos hidroeléctricos, supervisar aspectos ambientales relacionados con petróleo,

gas natural, electricidad y proyectos hidroeléctricos y finalmente, administrar y generar información financiera y de desempeño de empresas interestatales.

Más específicamente en el mercado eléctrico de California, la FERC tiene jurisdicción sobre el ISO y el PX, ya que en ambos se transa energía que puede venir de otros estados y el ISO administra líneas de transmisión que comunican a California con el resto del país. La FERC es la responsable del buen funcionamiento del ISO y del PX, y como tal, tiene las atribuciones para establecer su modo de operación y las tarifas que deben cobrar por sus servicios. Debe velar por que el mercado sea abierto y que se mantenga la seguridad y confiabilidad del sistema, preocupándose además de fijar los cargos por transmisión que el ISO cobra a los usuarios de las redes. A raíz de todos los problemas que han surgido en California, la FERC ha participado activamente en la creación de medidas para subsanar la crisis. Es así como ha impuesto una serie de precios techo (*price caps*) para limitar el ejercicio de poder de mercado de parte de los generadores y ha instruido al ISO y al PX para que investiguen las fallas de mercado y propongan soluciones.

b) Agencias Estatales

i) Comisión de Energía de California (California Energy Commission – CEC)

La CEC es la principal agencia estatal encargada de las políticas y la planificación energética. Tiene por misión asegurar que los consumidores cuenten con un abastecimiento seguro, confiable y económico de energía. Sus principales responsabilidades relacionadas con el mercado de electricidad son; realizar los pronósticos de necesidades futuras de energía y recopilar y mantener registros históricos de energía, ubicar y dar las licencias a las nuevas plantas generadoras, promover la eficiencia energética a través de estándares para aparatos y edificaciones, promover el desarrollo de nuevas tecnologías y del uso de energía renovable y finalmente, planificar y dirigir las emergencias energéticas. Además, a raíz del proceso de desregulación del mercado eléctrico de California, le fue asignada al CEC la responsabilidad de manejar el impacto que la reforma pudiera tener sobre las fuentes renovables de energía con que cuenta el estado. Para ello debe administrar los fondos que se crearon con este fin, debe promover la investigación y proveer de soporte a las

empresas existentes y a las nuevas que surjan. En general, el rol de la CEC a nivel estatal es análogo al del Departamento de Energía a nivel federal.

La CEC es dirigida por una junta directiva formada por cinco personas, todos nombrados por el Gobernador de California y posteriormente confirmado por el Senado estatal. Los mandatos son por cinco años y cada uno de los integrantes de esta junta debe tener un área de conocimientos específicos, ya sea legal, técnica, económica, etc.

ii) Comisión de Servicios de Utilidad Pública de California (California Public Utilities Commission - CPUC)

La CPUC es la entidad encargada de fiscalizar todos los servicios de utilidad pública (i.e. electricidad, telecomunicaciones, gas, agua potable, etc.). Está formada por una gran cantidad de profesionales que trabajan en cada área de servicios. Es dirigida por un directorio formado por cinco personas, todos nombrados por el gobernador del estado y posteriormente aprobados por el Senado. Su objetivo es velar por que los consumidores tengan un abastecimiento seguro y a tarifas razonables, protegiéndolos de posibles actitudes ilícitas por parte de los proveedores. En las industrias competitivas debe velar para que la competencia sea efectiva y constructiva.

En particular, en el mercado eléctrico está encargada de fiscalizar todo lo que tiene que ver con el mercado minorista de energía, monitoreando la seguridad del abastecimiento y resolviendo los reclamos de los usuarios en contra de las distribuidoras. Además debe procurar que las distribuidoras cumplan con el espíritu de la reforma de desregulación, en el sentido de desintegrarse verticalmente, transferir el control de las redes de transmisión y deshacerse de sus activos en generación [Jacc01]. Adicionalmente, como se estableció competencia en comercialización de energía, a través de los Comercializadores de Energía (Energy Service Provider – ESP), la CPUC se encarga de establecer las tarifas que deberán cobrar las empresas distribuidoras a las ESP por el uso de sus líneas, preocupándose también de fiscalizar a estas organizaciones, velando por que se produzca una competencia efectiva.

iii) Junta de Supervisión Energética de California (California Energy Oversight Board – EOB)

La EOB fue establecida en la nueva legislación con el objetivo de supervisar el nuevo mercado eléctrico de California. Los legisladores consideraron que la nueva estructura requería de una institución independiente que monitoreara el correcto funcionamiento del mercado, su seguridad y su eficiencia.

La junta es dirigida por una consejo directivo formado por cuatro personas, de los cuales dos son legisladores del estado y dos son personas nombradas por el Gobernador.

Sus responsabilidades son básicamente cuatro; monitorear el mercado y supervisar el desempeño del ISO y del PX, asumir como una instancia de apelación para las decisiones tomadas por mayoría por la junta directiva del ISO, representar los intereses del estado en los litigios ante la FERC y por último, determinar la composición, el tiempo de servicio y nombrar a los miembros de las juntas directivas del ISO y del PX.

Además es importante notar que los generadores que usan algún tipo de combustible fósil están sujetos a la jurisdicción del Consejo de Recursos del Aire (Air Resources Board – ARB), el que regula los gases que puede emitir una fuente fija.

En la figura 1.4. se muestra un esquema de la estructura regulatoria del mercado eléctrico de California.

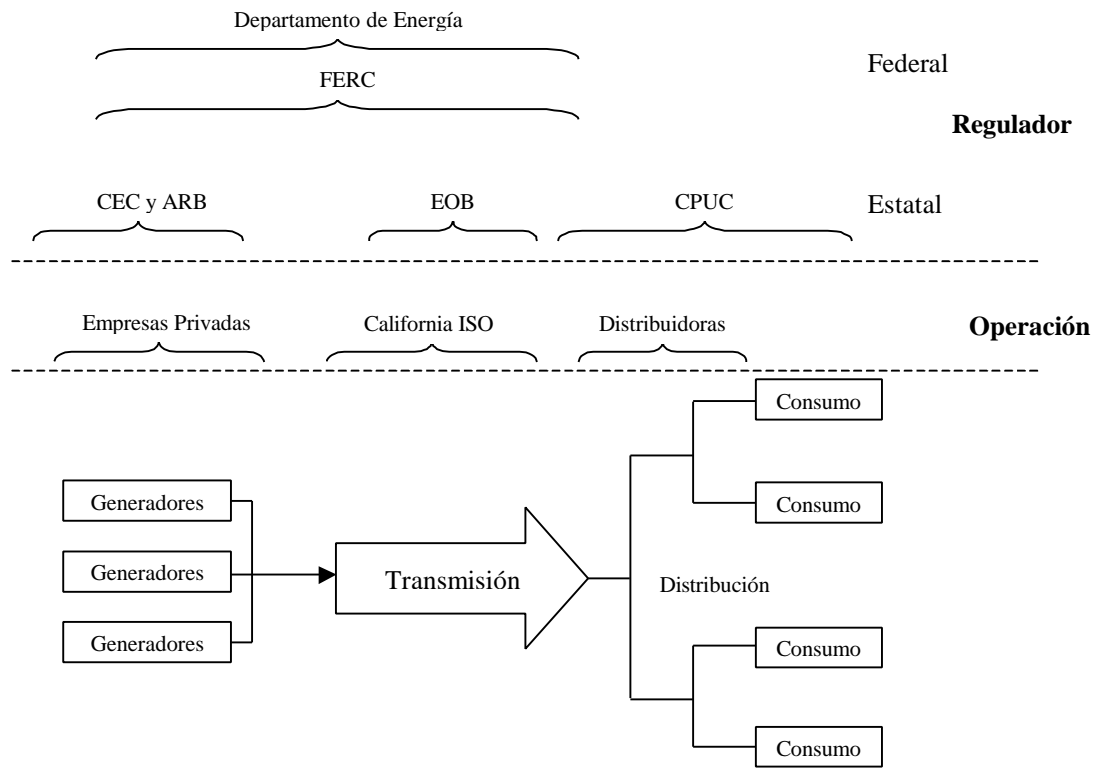


Figura 1.4: Estructura regulatoria del mercado eléctrico de California

El mercado de generación es básicamente libre, si bien la FERC es la responsable de mantener el control y velar por que exista competencia y que los generadores interactúen dentro del marco de la ley. Por esta razón, ante evidencias de ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, la FERC ha impuesto una serie de cambios en la manera de operar del ISO y del PX y en Enero de 2001 suspendió las operaciones del PX, ante la sospecha de que los precios ahí generados estaban siendo manipulados por prácticas oligopólicas. [Jacc01]

En cuanto a las reformas estructurales al mercado, la FERC y la CPUC tienen un rol más bien propositivo, es decir elaboran informes con propuestas, pero es finalmente la legislatura del estado la que debe decidir los cambios de fondo al marco regulatorio. Las atribuciones de estos dos organismos les permiten realizar modificaciones, pero siempre manteniéndose dentro del esquema de mercado establecido en la ley.

Adicionalmente, el ISO y el PX cuentan con un equipo y con las atribuciones para realizar estudios y proponer cambios al mercado. Cada uno cuenta con un comité de vigilancia¹² (Market Surveillance Committee – MSC) que elabora periódicamente informes públicos sobre el desempeño de cada organismo y los problemas que se hayan detectado en el diseño y en la operación del mercado. Estos comités están formados por especialistas independientes y de reconocido prestigio, que no pueden tener ninguna relación con los participantes del mercado.

En general, el espíritu de la ley de desregulación eléctrica busca que el mercado sea lo más auto sustentable posible, por ello los comités de estudio y vigilancia, y las juntas directivas de las dos instituciones principales del sistema (ISO y PX), son fundamentales para su desempeño, ya que son las responsables de proponer y realizar los cambios que el mercado vaya exigiendo a sus instituciones. Además, el ISO es un organismo independiente en su operación, que si bien tiene que regirse por la ley que le dio origen, puede realizar cambios en su operación por iniciativa propia, contando para ello con el consentimiento de la FERC.

1.3 Funcionamiento del Mercado

Para entender a cabalidad el funcionamiento y la operación del mercado de energía implementado en California, así como las causas y agravantes de la crisis, es necesario explicar en detalle el modo de funcionamiento de los mercados *forward* y *spot*, así como el mercado de servicios auxiliares y otros aspectos relevantes del modelo.

1.3.1 Mercado Día Previo (DA)

Como se señaló anteriormente, el PX es un mercado de transacción de energía abierto a todos los que cumplan los requisitos para transar en él. Durante toda su etapa de funcionamiento PX concentró gran parte de las transacciones de energía, transando en promedio el 87% de la energía del estado [Bush01]. Esto sin duda está

¹² En el caso del PX es un comité de monitoreo (Market Monitoring Committee)

influenciado por la restricción que se impuso a las tres principales distribuidoras de comprar toda la energía en PX, lo que será tratado más adelante.

Las transacciones en el PX se realizan en dos bases, un día antes al despacho (DA) y una hora antes al despacho (HA). En realidad el HA operó hasta Enero de 1999 en una base móvil, cerrando cada mercado (para cada hora) tres horas antes del despacho. A partir de esa fecha se cambió el formato, y empezó a operar tres veces diarias, cubriendo cada vez un período de tiempo que iba de 5 a 12 horas en adelante. Sin embargo, en ninguno de los dos formatos el mercado HA fue muy exitoso y una medida de ello es que durante el 25% del tiempo no se produjeron transacciones en él [Bush01].

Como se señaló anteriormente, el PX acepta ofertas de suministro y de consumo de energía para cada hora del día en cuestión en su mercado DA. La hora de cierre de las ofertas es a las 7:30 AM del día anterior al despacho. Después de recibir estas ofertas el PX agrega todas las ofertas de suministro y consumo para una hora determinada, generando una curva de oferta y una de demanda, siendo el punto de corte el precio uniforme de la energía para esa hora. Esto se repite para todas las horas del día, con lo que se genera el precio DA de la energía para el día siguiente. Una vez obtenido el precio para una hora, se seleccionan las cargas que serán servidas y los generadores que lo harán, y se les instruye para que envíen información técnica más detallada de las plantas que generarán la energía comprometida. Con toda esa información el PX construye su programa de operación para cada hora del día siguiente.

Adicionalmente al proceso llevado a cabo en el PX, el resto de los SC deben realizar algo similar, aunque las ofertas y demandas diarias son generalmente reflejo de contratos de más largo plazo, que sin embargo deben ser enviados como programas balanceados en forma diaria al ISO.

De esta manera, todos los SC, PX incluido, deben mandar sus programas balanceados de operación al ISO a más tardar a las 10:00 AM del día anterior al despacho. Como se mencionó anteriormente, en conjunto con sus ofertas de suministro de energía, las empresas generadoras envían ofertas de ajuste y de servicios auxiliares. En las primeras se señala el precio al que los generadores están dispuestos

a variar su abastecimiento y en las segundas se entregan ofertas para proveer de servicios auxiliares al mercado.

Con los programas agregados en su mano, el ISO verifica la factibilidad técnica de realizar esos despachos y programar esas cargas. Para ello se simula el funcionamiento de la red de transmisión a su cargo con los datos proporcionados por los SC. Si el programa agregado es técnicamente factible, lo que pocas veces sucede, no se realizan más cambios y el ISO informa a los SC que sus programas han sido aceptados. Lo que más comúnmente ocurre es que el programa agregado no es completamente factible, por lo que el ISO devuelve los programas a los SC con sugerencias para ajustarlos a partir de las ofertas de ajuste. Además les envía la información de los precios aplicables a congestión interzonal. Los SC son libres de hacer cambios a sus programas o mantenerlos, de hecho el PX, que era el SC más grande, no realizaba revisiones de sus programas. [Bush01]

Con los programas ajustados que recibe de los SC, el ISO verifica nuevamente la factibilidad, y si continúan existiendo problemas de congestión o de restricciones de la red, hace correr una subasta para el uso de líneas congestionadas, usando para ello las ofertas de ajuste, que al ser el precio al que están dispuestos los generadores a variar su abastecimiento, reflejan en último término la disposición de estos a pagar por el uso de líneas que están congestionadas.

De esta manera los programas entregados por los SC son ajustados, generándose un precio uniforme por el uso de cada línea. Los precios finales de energía en cada zona son determinados por el PX sumándole a sus precios los costos de congestión correspondientes. A más tardar a la 1:00 PM del día previo al despacho deben estar los programas ajustados por congestión y los precios correspondientes.

Es importante señalar que los contratos de abastecimiento que se pactan en el PX son en la práctica financieros. Si bien originalmente no fueron pensados como tales, lo que sucede en la realidad es que si un generador genera menos de lo programado, el ISO lo obliga a comprar en el mercado spot lo que le falta para completar su programa. De la misma manera, si genera más, su excedente es vendido

en el mercado spot. Por su parte, si una carga consume menos (más) de lo programado, la diferencia se vende (compra) en el mercado spot.¹³

1.3.2 Mercado Spot

El ISO tiene la responsabilidad de mantener la seguridad del sistema, para lo que debe balancear la oferta y la demanda en tiempo real. Para ello inyecta o retira generación en el sistema, según sea el caso, por lo que debe manejar un mercado spot, que provea de la energía necesaria para estas labores.

Al igual que el PX, el mercado spot del ISO genera precios uniformes para la energía, basado en la oferta del proveedor marginal. El mercado en tiempo real no fue creado pensando en un mercado, en todo el sentido de la palabra, sino sólo como una instancia que permitiera mantener la seguridad de la red ante fluctuaciones en la oferta y la demanda. Por esta razón, los consumidores no participan activamente en este mercado enviando ofertas de ajuste, sino que lo pueden hacer pasivamente incrementando o disminuyendo su consumo programado.

Por su parte los proveedores de energía tienen tres formas de participar en el mercado de tiempo real. La primera forma es enviar ofertas de abastecimiento directamente al mercado del ISO, para lo que deben declarar un precio y lo pueden hacer hasta 45 minutos antes de la hora de generación. La segunda manera es simplemente en forma pasiva generar más de lo que estaba programado, con lo que implícitamente se estaría aceptando el precio de mercado de ese momento por la energía. La tercera opción es a través de las ofertas por servicios auxiliares. Las empresas que son seleccionadas para proveer servicios auxiliares de reserva reciben una remuneración por el hecho de estar como reserva, pero en la eventualidad de ser llamados a generar en tiempo real, son remunerados adicionalmente por la energía que

¹³ Hasta Agosto de 1999 no había multas por desviarse del programa de consumo, pero después de esta fecha las reglas cambiaron, asignándose una proporción importante del costo del servicio de capacidad de reemplazo a los generadores que generan menos que lo programado y a los consumidores que consumen más que lo establecido en su programa.

generen. Por esta razón las ofertas por servicios auxiliares constan de dos partes, una oferta por el servicio mismo, es decir por mantener la capacidad “stand-by” y otra por proveer de energía en la eventualidad de ser llamados a generar.

De esta forma, el ISO selecciona a los generadores con mejores ofertas y los llama a generar en el orden correspondiente. De lo anterior se puede desprender que el mercado de servicios auxiliares está muy relacionado al mercado de energía, influyendo muchas veces en los precios de ésta.

En promedio en el mercado spot, o en tiempo real, ha concentrado alrededor del 3% de las transacciones de energía, aunque durante la primavera y el verano de 2000 este monto se duplicó. Incluso hubo periodos en los que se transó cerca del 33% de la energía total en el mercado spot, lo que generó preocupación en cuanto a la seguridad del sistema. En general hubo ciertos problemas de diseño que influyeron en estos altos niveles de transacciones en el mercado spot. Un ejemplo de ello es la manera en que se asignaban los costos de los servicios auxiliares hasta Agosto de 1999, los que eran repartidos proporcionalmente entre los generadores que comprometían suministro en el mercado DA, de modo que existía un incentivo para evitar el mercado DA y participar en el mercado spot, para evitar los costos de los servicios auxiliares.

1.3.3 Mercado de Servicios Auxiliares

La forma en que se diseñó el mercado de servicios auxiliares es uno de los aspectos que diferencian al modelo californiano del resto de las legislaciones eléctricas. Mientras en la mayoría de las legislaciones el mercado de servicios y el de energía están integrados, permitiendo al operador realizar una optimización conjunta de ambos, en California se optó por separar el mercado de servicios auxiliares. Esto se debió en parte al espíritu de desregular y confiar en mecanismos de mercado para asignar recursos [Josk00] y es un aspecto del diseño que es muy criticado. Como argumentan Chandley, Harvey y Hogan (2000), el estudio de los mercados existentes ha demostrado que los mercados de energía y servicios auxiliares deben estar coordinados y que su optimización debe ser hecha en conjunto. Esto asegura que los generadores reciban precios eficientes en cada uno de los mercados y no sean forzados ni incitados a adivinar en qué mercado podrían tener más ganancias por el

mismo servicio. Al optimizar en conjunto ambos mercados el ISO aseguraría un menor costo total y una mayor coherencia entre los precios y los servicios contratados.

Tal como se mencionó en el capítulo 1.2.3, los servicios auxiliares que se transan en el ISO son seis; reserva en frío, reserva en giro, regulación de frecuencia, generación de reemplazo, suministro de reactivos/control de voltaje y partida en frío. De estos servicios, los últimos dos no son adquiridos diariamente, sino que a través de contratos de largo plazo. Por su parte, el servicio de regulación de frecuencia es la reserva de más corto plazo y tiene un trato especial en cuanto a la remuneración, ya que debido a su naturaleza y a dificultades de medición, se estableció que no puede fijar el precio ni recibir ingresos por generación de energía. A cambio, los proveedores de este servicio reciben una remuneración llamada REPA (Regulation Energy Payment Adjustment) que consiste en un pago por MW de capacidad de regulación ofrecida, de acuerdo a una estimación de la energía proveída por cada generador. En la tabla 1.2. se detallan todos estos servicios y los requerimientos de cada uno.

El ISO opera el mercado de servicios auxiliares en dos formatos para los cuatro servicios restantes, un día y una hora antes del despacho, generando en cada uno un precio para cada hora del día. El grueso de la energía se transa en el mercado DA. Los generadores seleccionados son remunerados con un precio uniforme por cada hora en que mantengan su capacidad en reserva y además, si son llamados a generar, se les paga el precio spot por la energía generada, tal como señala en el capítulo anterior.

Un elemento importante en el mercado de servicios auxiliares es el hecho de que los servicios pueden ser calificados jerárquicamente de acuerdo a la calidad de cada uno. De esa forma, el primero en orden de calidad es la regulación de frecuencia, seguido de la reserva en giro, luego la reserva en frío y por último la generación de reemplazo. El protocolo de operación de ISO va asignando los precios y obligaciones en forma secuencial desde el servicio de más calidad hacia abajo, por lo que es esperable que los servicios de mayor calidad tengan un precio mayor que los de menor calidad.

Tabla 1.2: Requerimientos y cantidades de servicios auxiliares en California¹⁴

Producto	Requerimiento	Cantidad Estimada Necesitada
Regulación de Frecuencia	Instantaneo: automáticamente controlado por ISO	A discreción del Operador. Históricamente alrededor de 3% de la carga total
Reserva en Giro	Conectada al sistema, para producir dentro de 10 minutos	Suma de reserva en Giro y en Frio suman 6,7% de la carga aproximadamente.
Reserva en Frio	No conectada al sistema, para producir dentro de 10 minutos	
Generación de Reserva	Para producir dentro de una hora	Diferencia entre la demanda programada y pronosticada por ISO
Suministro de Reactivos/Control de Voltaje	Tanto como se necesite	Tanto como se necesite
Partida en Frio	De acuerdo a los estándares del WSCC	De acuerdo a los estándares del WSCC

El desempeño del mercado de servicios auxiliares ha sido bastante pobre, y en general existe consenso en la necesidad de reformarlo. Se esperaba que los precios de los servicios auxiliares fueran alrededor de 2% del costo de la energía, lo que está muy lejos de los 10-15% que han sido en realidad [Josk01a]. Por esta razón, durante los dos primeros años de funcionamiento se debió realizar diversos cambios a las reglas de mercado.

Dentro de las principales fallas encontradas destacan la existencia de poder de mercado en los sectores aislados en que ISO compra servicios auxiliares, un comportamiento poco racional en la relación precio/calidad de los servicios, la asignación de los costos de los servicios que incentivaban prácticas indeseadas y finalmente que la demanda por servicios auxiliares ha sido mayor que la anticipada [Wola98]. Este último aspecto merece un comentario, ya que como argumenta Joskow (2000) uno de los costos de moverse desde un sistema verticalmente integrado, a uno descentralizado es la menor certeza que tiene el operador sobre el

¹⁴ Fuente: Preliminary Report On the Operation of the Ancillary Services Market of the California Independent System Operator (ISO), Market Surveillance Committee of the California ISO, August 19, 1998

abastecimiento, lo que en general lleva a que en un sistema descentralizado deba mantenerse más energía en reserva para balancear el sistema en tiempo real.

1.3.4 Manejo de congestión

Para manejar los problemas de congestión en las líneas, en California se optó por un modelo zonal, dividiéndose el área de cobertura del ISO en 24 zonas. Dos de ellas, las zonas NP15 y SP15¹⁵, abarcan la mayor parte del estado. La mayoría de las otras zonas son en realidad puntos de interacción de la red del ISO con otras redes.

Como se mencionó en el capítulo 1.3.1. cuando el ISO prevé que existirán problemas de congestión en las líneas realiza una subasta con las ofertas de ajuste que le entregan los SC. Estas entidades no están obligadas a entregar ofertas de ajuste, y el no hacerlo significa que el SC es tomador de precio, es decir pagará lo que el mercado diga por usar la línea congestionada. Al adecuar los programas con las ofertas de ajuste, el ISO genera precios uniformes por el uso de las líneas congestionadas, los que son pagados por todos los SC que usen dichas líneas. El proceso de optimización se realiza considerando la minimización del costo total de congestión, generándose precios uniformes para la energía en cada zona, de acuerdo a la congestión interzonal que se produzca.

Para minimizar los riesgos financieros asociados a la congestión, el ISO creó un mercado de derechos de transmisión (FTR), cuya primera subasta fue realizada en Noviembre de 1999. Existen FTR para cada una de las líneas de transmisión más usadas, y consisten en que el poseedor adquiere el derecho de recibir los pagos que los SC hacen por el uso de esas líneas [Alay00].

¹⁵ Las zonas NP15 y SP15 son separadas por la línea 15 (Path 15), que les da el nombre según si están al norte o al sur de ella respectivamente. Cuando comenzó el sistema en 1998 habían 23 zonas, pero posteriormente a principios de 2000 se creó una nueva zona, la ZP26, la que se ubica en medio del estado, entre SP15 y NP15.

Adicionalmente, para asegurar la confiabilidad del sistema en áreas aisladas y para evitar el ejercicio de poder de mercado por parte de generadores que son irremplazables en ciertas circunstancias, se creó un tipo especial de contratos entre esos generadores y el ISO. Estos contratos son conocidos como Reability-Must-Run (RMR), es decir contratos que por seguridad obligan al generador a producir. De acuerdo al mecanismo inicial, establecido en 1998, estos contratos otorgaban pagos sobre el nivel de mercado a los generadores que los mantenían, de modo de compensarlos por la obligatoriedad de generar. Sin embargo, esto creó problemas ya que se generaron incentivos para no competir agresivamente en el mercado regional y forzar a ser llamado a través de los RMR, lo que distorsiona los precios de la energía en todo el sistema [Bush99,Wola98]. Si bien la motivación inicial fue para resolver problemas de seguridad local, el mecanismo de los RMR ha sido utilizado para solucionar problemas de congestión intrazonal, alterando el costo real de la congestión al interior de una zona. Vale la pena mencionar que debido a la configuración de la red de transmisión, más de la mitad de las plantas generadoras en la red del ISO han sido designadas como “must-run” bajo ciertas condiciones [Bore00].

1.3.5 Esquemas de Contratos

El sistema implementado en California es del tipo bilateral, por lo que el rol de los contratos entre generadores y consumidores es fundamental. Como se explicó anteriormente, los SC pueden firmar contratos tanto con generadores, como con consumidores en los términos que consideren más convenientes.

En un mercado en que los precios diarios son variables, y bastante volátiles, el rol de los contratos bilaterales está básicamente relacionado con la cobertura del riesgo que esta volatilidad implica. Adicionalmente, existe cierto consenso en cuanto a que la existencia de un mercado de contratos de largo plazo puede ayudar a disminuir el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores. Si bien cabría preguntarse qué haría a un generador firmar un contrato a largo plazo a un precio determinado, renunciando a ejercer poder de mercado en el mercado spot, vendiendo de esa manera a un precio mayor [Harv00]. La respuesta es que mientras más instancias de competencia existan y mientras más dilatadas estén en

el tiempo, menor es la posibilidad de un individuo de alterar los precios, ya que los clientes tienden a ser cada vez menos a medida que se acerca el momento del despacho, por lo que las ofertas deben tender a ser más agresivas para captarlos [Bore01].

Sin embargo, como parte de las medidas transitorias impuestas al lanzar el nuevo sistema, se le impidió a las tres principales distribuidoras firmar contratos de suministro con generadores, de modo que tuvieran que comprar toda la energía en el mercado del PX. Esto se detalla en el capítulo 1.4.1.

Finalmente, los contratos de largo plazo no reducen el efecto de los incrementos en los precios que resultan de una situación de menor oferta de energía y desde el punto de vista de un comprador, no es esperable que el instrumento de cobertura haga ahorrar dinero por este concepto [Bore01].

1.3.6 Restricciones Ambientales

California es famoso por ser uno de los estados con legislación ambiental más estricta. En particular el proceso para aprobar la instalación de una central generadora ha sido históricamente lento y difícil, lo que ha demorado la entrada de una serie de plantas que podrían mitigar, en parte, el problema de suministro actual.

Como se señaló en el capítulo 1.2.4, todas las plantas que queman combustibles fósiles están sujetas a la jurisdicción del Consejo de Recursos del Aire (Air Resources Board – ARB), que regula la cantidad de emisiones que estas plantas generan. Por su parte, la construcción y monitoreo de las centrales hidroeléctricas están bajo la jurisdicción de la FERC. En general los estándares usados para medir concentración máxima de contaminantes son más estrictos bajo las leyes de California que bajo las leyes federales. En particular, los contaminantes que son monitoreados en las plantas generadoras son NO_x, CO, compuestos orgánicos volátiles (VOC), SO_x y material particulado respirable (PM₁₀).

Para efectos de control y fiscalización, el estado está dividido en distritos de control de contaminantes aéreos (Air Pollution Control Districts - APCD) y en distritos de manejo de calidad del aire (Air Quality Management Districts - AQMD).

Estas agencias son autoridades regionales que tienen la responsabilidad principal de controlar la polución y la emisión de las fuentes fijas.

Adicionalmente, uno de los distritos más importantes, el que abarca toda el área de Los Angeles (South Coast Air Quality Management District – SCAQMD), creó en 1994 un programa de permisos transables con el fin de disminuir las emisiones de contaminantes peligrosos. El programa conocido como RECLAIM (Regional Clean Air Initiatives Market), consiste en la emisión de permisos transables de emisión de NOx y SOx, los que facultan al tenedor de ellos a emitir una cuota determinada de estos contaminantes. Inicialmente se asignaron cuotas de emisión a las distintas unidades, las que con el tiempo van bajando hasta alcanzar los niveles que el programa establece como permanentes. Por el hecho de ser transables, se ha generado un mercado de permisos, lo que permite que el hecho de contaminar tenga un costo alternativo cuantificable. Como se verá más adelante, estos permisos han tenido una influencia importante en los elevados precios de la energía registrados en California.

1.3.7 Señales de Expansión

El diseño de mercado implementado en California no considera el pago por capacidad instalada. El único pago que reciben los generadores es por los servicios que prestan, ya sea por generación de energía o por servicios auxiliares.

La composición mayoritariamente térmica de la generación, que en conjunto con la nuclear suman el 73% de la demanda anual, hace suponer que no debieran haber grandes variaciones en la energía disponible de un año al otro, por lo que el margen de reserva debiera ser menor que en un sistema eminentemente hídrico como el SIC chileno. Sin embargo, ha quedado demostrado que California depende mucho de las importaciones de energía, y que si se conjuga un bajo nivel de los embalses con bajas importaciones, se pueden producir problemas de escasez.

Al diseñar la nueva estructura se optó por dejar que fueran las señales de mercado, básicamente los precios, las que indicaran el nivel de óptimo de capacidad de generación. En un mercado completamente desregulado, que no es el caso de California, los precios de mercado indicarán el nivel de seguridad de abastecimiento que los consumidores prefieren [Zych00]. Por otra parte, hay analistas que

argumentan que en un sistema parcialmente desregulado como el de California, donde los precios que enfrentan los consumidores son fijos, un esquema de pago por capacidad similar al implementado en Inglaterra podría ser conveniente. Sin embargo, la falta de capacidad instalada que ha afectado al estado en los últimos dos años no puede ser atribuida al hecho de que no se cuente con un pago por capacidad, sino más bien a distintos factores entre los que destacan el largo e incierto proceso de reforma del mercado [Mont01], el fuerte aumento de la demanda, la sobre instalación previa a la reforma y las expectativas a la baja de los precios de la energía [Jacc00].

La reforma al mercado eléctrico californiano desreguló la entrada de nuevos generadores, los que son libres de construir las plantas que consideren necesarias si cuentan con los permisos para ello. Sin embargo, la reforma no cambió el proceso de aprobación de permisos, el que estaba diseñado para un mercado mucho menos dinámico, en el que las decisiones de inversión eran tomadas con un escenario de tiempo bastante más amplio y en el que el proceso de aprobación era largo y controversial. Bajo el nuevo esquema se requiere un proceso mucho más ágil, que no demore las decisiones de inversión que toman los distintos participantes [Josk01a].

1.4 Crisis de abastecimiento

1.4.1 Medidas transitorias

Como se explicó en el capítulo 1.1.1. el mercado eléctrico de California era abarcado antes de la reforma casi en su totalidad por tres empresas; Pacific Gas & Electric Company (PG&E), Southern California Edison Company (SCE) y San Diego Gas & Electric Company (SDG&E). Una de las preocupaciones principales de los reformadores era la integración de estas tres empresas en la nueva estructura competitiva que se instauraría y el impacto que ello podría tener en el resto del mercado. En particular había dos problemas por resolver; recompensar a las empresas por los costos que habían realizado en condiciones de no-competencia (costos hundidos) y asegurar que los mercados fueran competitivos y dinámicos.

a) Medidas para recompensar a las empresas distribuidoras:

Para hacer que las empresas recuperaran sus costos hundidos se estableció un cargo de transición a la competencia (Competitive Transition Charge –CTC), el que duraría cuatro años y estaba incluido en la tarifa que pagaría cada consumidor. Para esto se tomó como referencia la tarifa que pagaban los consumidores en el año 1996, reduciéndola en un 10% con lo que quedó en aproximadamente 0.06 US\$/Kwh. A continuación se fijó esta tarifa por los cuatro años que duraría el CTC. La suposición en ese momento fue que el precio de la energía en un escenario competitivo bajaría hasta aproximadamente a 0.03 US\$/Kwh, con lo que las distribuidoras tendrían ganancias suficientes durante esos cuatro años para recuperar sus costos hundidos. En la eventualidad de que fueran recuperados antes de ese plazo, se podrían liberalizar los precios a los consumidores, de modo que reflejen el costo de mercado. Sin embargo, a quedado en evidencia que la suposición fue errada porque el precio de la energía ha subido por sobre el valor que por ella pagan los consumidores, obligando a las distribuidoras a subsidiar a sus clientes y generándoles serios problemas financieros. Más aún, el completo aislamiento de los consumidores de los precios de mercado hizo que no existiera ningún incentivo para disminuir el consumo dada la situación de escasez y aumentó las posibilidades de ejercer poder de mercado, ya que con ese esquema no existe respuesta por el lado de la demanda a una subida artificial de precios. Esto se aborda en más detalle en el capítulo 1.4.3.

b) Medidas para asegurar la competencia:

Para evitar que las tres empresas principales de distribución contrataran todo su suministro mediante contratos a largo plazo, dejando fuera a posibles competidores, se les impidió celebrar contratos a largo plazo con generadores, forzándolas a comprar toda la energía que sus clientes necesitaran en el mercado spot. Como se generaría competencia en la comercialización de energía, los legisladores supusieron que las distribuidoras tendrían que abastecer sólo a los que no eligieran un comercializador, que sería la minoría. Sin embargo, en la práctica sólo el 3% de los clientes se cambió a algún comercializador, lo que representa el 12% del consumo, por lo que las distribuidoras continuaron comprando energía correspondiente al 88% del consumo [Josk01a]. En la tabla 1.3, se puede apreciar el detalle de los

consumidores que eligieron un abastecedor de energía distinto a las distribuidoras. La baja tasa de cambio a comercializadores de energía se debió principalmente a que el precio de la energía estaba fijo para los consumidores, por lo que en realidad no había grandes beneficios en cambiarse.

Esta obligación de comprar el 88% de la energía que se consume en el estado en el mercado spot ha representado una gran carga para las empresas distribuidoras, ya que no tienen ninguna forma de cubrir sus riesgos mediante contratos de largo plazo y están a merced de las fluctuaciones de precios del mercado DA o spot. Este ha sido uno de los aspectos, que unido a la rigidez del precio que pagan los consumidores, han hecho que las empresas distribuidoras estén prácticamente quebradas. Adicionalmente, se exigió a las distribuidoras que ofertaran toda la capacidad de generación que aún mantuvieran en el mercado spot.

Tabla 1.3. Detalle de los consumidores en California a Septiembre de 2001¹⁶

Tipo de Consumo	% del total de los consumidores
Residencial	2%
Comercial < 20 kW	4%
Comercial 20 kW - 55 kW	13%
Industrial > 500 kW	27%
% del total del consumo	12%

Finalmente, para evitar que se generaran precios excesivamente altos con respecto a los costos marginales, se estableció un “price cap” o precio techo de 250 US\$/MWh. Esta restricción fue modificada en Septiembre de 1999 subiéndola a 750 US\$/MWh. Luego cuando los precios comenzaron a elevarse fue reducida sucesivamente en Julio y Agosto de 2000 a 500 y 250 US\$/MWh, respectivamente.

¹⁶ Fuente: “California’s Electricity Crisis,” Paul Joskow, July 21, 2001.[Josk01a]

Durante Septiembre y Agosto los precios techos fueron efectivamente restrictivos durante algunas horas punta. Si bien las restricciones de precios eran sobre la energía transada en el mercado de tiempo real del ISO, su efecto era extendible al mercado del PX, porque resultaría irracional que alguien ofertara más que el precio techo del mercado spot. Este mecanismo trajo serios problemas, ya que era ampliamente sabido que en situaciones de emergencia, el ISO compraría energía por fuera del mercado a precios superiores al precio techo, de modo de asegurar la estabilidad de la red. Esto generaba un incentivo de dejar capacidad fuera del mercado, de modo de provocar más emergencias con la esperanza de recibir una llamada de último minuto para generar [Kanh01].

1.4.2 Desempeño del mercado

El nuevo mercado eléctrico de California comenzó a operar el 1? de Abril de 1998 y su operación inicial fue relativamente tranquila, cumpliéndose las expectativas de corto plazo en cuanto a los precios que los reformadores habían planteado. Sin embargo ya en los primeros meses de funcionamiento comenzaron a surgir una serie de problemas de operación y de ejercicio de poder de mercado, debidos principalmente a fallas en el diseño y a la habilidad de los generadores para explotarlos [Wola99].

Los problemas iniciales tuvieron que ver con fallas en la coordinación de del PX y el ISO, problemas en el manejo de la congestión, deficiencias en el mercado de servicios auxiliares y la inexistencia de demanda que responda ante los cambios de precios en el curso del día, o que responda ante cualquier tipo de variación [Wola99]. Durante los dos primeros años de operación el PX introdujo numerosos cambios en sus protocolos de operación y el ISO, en conjunto con la FERC, realizó alrededor de 30 revisiones completas a todos sus protocolos. Por esta razón, a finales de 1999, la FERC emplazó al ISO para que identificara y elaborara una reforma estructural al sistema en vez de parcharlo continuamente. Sin embargo, la conformación de las juntas directivas del PX y del ISO, donde están representados todos los grupos de interés, hace que cualquier acuerdo sobre alguna materia relevante sea muy difícil [Josk01].

Con problemas y todo, los precios de la energía durante los dos primeros años fueron bastante cercanos a los que se habían proyectado, promediando alrededor de 30 US\$/MWh. Sin embargo, a partir del verano de 2000 comenzó a sentirse cierto nivel de escasez de energía y los precios empezaron a crecer en forma desproporcionada, al punto que el 14 de Junio se debieron realizar cortes localizados de energía en el área de San Francisco. En la figura 1.5. puede verse la evolución de precios del mercado DA desde el comienzo de la nueva regulación hasta Diciembre de 2000. Debido al manejo de congestión, diariamente se generan dos precios, al norte de la línea 15 (NP15) y al sur de la misma línea (SP15). Se puede apreciar que durante los dos primeros años los precios se mantuvieron en un nivel bastante aceptable. Sin embargo, es probable que esto no se deba a la nueva estructura de mercado, ya que bajo el esquema antiguo las proyecciones eran que los precios también debían bajar. Es más probable que la baja de precios se haya debido al mayor uso de capacidad previamente instalada que a cambios relevantes en el mercado, ya que como argumentan Borenstein y Bushnell (2000), la nueva regulación no podría haber hecho que los costos hundidos de las inversiones pasadas desaparecieran y la antigua regulación no podía hacer que su impacto durara para siempre.

El aumento de los precios hasta los niveles apreciados en la figura 1.5 fue el inicio de una crisis que a continuación comenzó a socavar todas las bases del nuevo sistema de mercado. Como en todas las situaciones críticas de abastecimiento, en California también se pueden distinguir causas directas que elevaron los precios y llevaron al sistema a una situación de escasez, y causas indirectas, o agravantes, que han hecho que la situación se haya transformado en crisis, tomando dimensiones inimaginables y que la han perpetuado por más de un año.

En general existe consenso en cuanto a que las causas directas del aumento de los precios de la energía fueron la interacción de básicamente cuatro factores; un incremento importante en la demanda de energía en California en los últimos años que no fue acompañado por la inversión necesaria, el aumento inesperado del precio del gas natural, el aumento del precio de los permisos de emisión de NOx y, finalmente, la reducción de las importaciones de energía desde otros estados. Este diagnóstico es ampliamente aceptado, pero además hay discusión en torno a otro aspecto que podría haber sido causante de parte del incremento en los

precios; el ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores. En el capítulo 1.4.3. se explican en detalle cada uno de estos aspectos.

Dentro de las principales agravantes de la situación destacan una cantidad considerable de errores de diseño que no dan los incentivos correctos para aliviar el problema, la influencia negativa de algunas de las medidas transitorias que se establecieron para echar a andar el sistema y el mencionado problema de ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores.

Debido al alza de los precios por sobre los 60 US\$/MWh que las distribuidoras podían cobrar a sus clientes, estas empresas comenzaron a perder dinero en cantidades considerables a partir de Junio de 2000, lo que les trajo serios problemas financieros. Después del verano de ese año la demanda bajó a niveles normales, pero el precio del gas natural y de los permisos de NOx continuaron aumentando, y el nivel de importaciones se mantuvo bajo¹⁷. A lo anterior se sumó que un número inusual de centrales fue sacado a mantención después del verano, lo que redujo la cantidad de energía disponible. Desde Noviembre de 2000 hasta Mayo de 2001, se mantuvo en promedio fuera de servicio 16.000 MW¹⁸ en el área del ISO, lo que representa alrededor de un 30% de la capacidad total [Josk01a].

¹⁷ Ver punto 1.4.3.

¹⁸ En el mismo período en 1999 se mantuvo diariamente fuera de servicio 1.000 MW en promedio. Las razones dadas para esta cantidad de retiros en 2000 fueron, entre otras, que en el verano las plantas habían tenido que trabajar sobre su capacidad y requerían mantención. Algunas empresas fueron acusadas de retirar generación por razones estratégicas, pero una investigación de la FERC estableció que no había evidencias contundentes de ello [Josk01a].

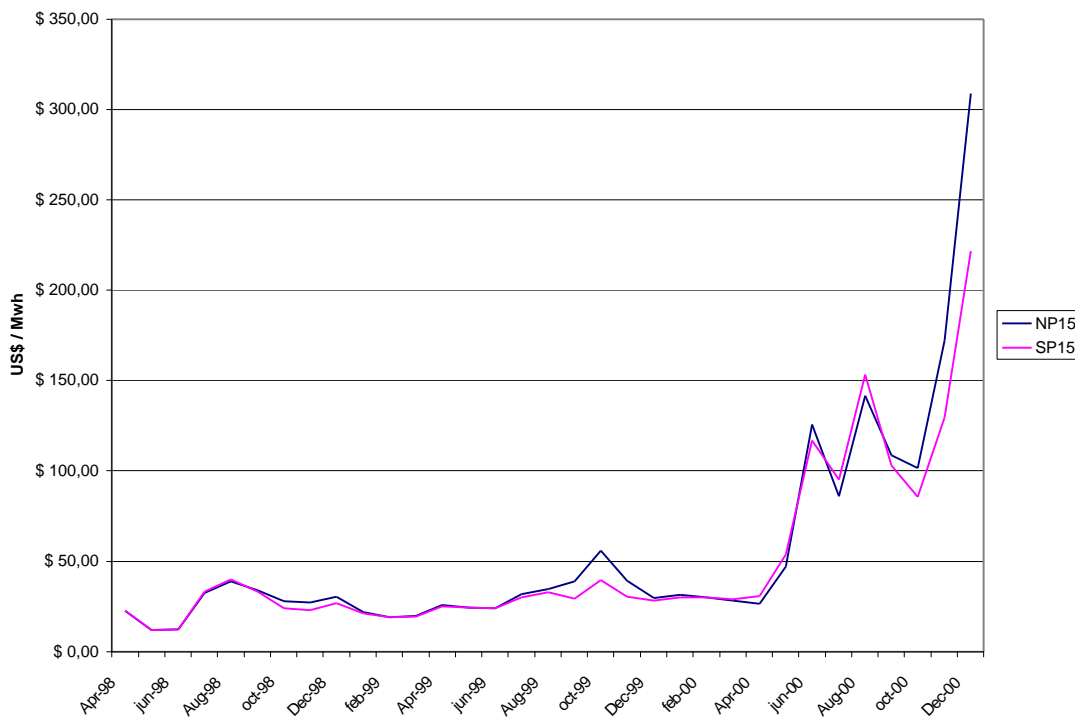


Figura 1.5: Precios California PX, día previo al despacho¹⁹

Los precios tuvieron una pequeña baja durante Octubre para volver a subir en Noviembre y Diciembre. A finales de Diciembre las distribuidoras estaban perdiendo alrededor de 50 millones de dólares diarios. Finalmente, a mediados de Noviembre de 2000, la FERC publicó un informe en el que concluía que el mercado eléctrico de California tenía defectos fundamentales, y que debido a ello los precios de la energía eran “injustos y poco razonables”. En su informe la FERC proponía medidas para superar la crisis y dejaba claro que la solución del problema debía partir de las autoridades de California, con medidas simples como liberalizar el precio, permitir a las empresas firmar contratos, acelerar la entrega de permisos de construcción de centrales, etc. Con todo esto, las relaciones entre las autoridades

¹⁹ Fuente: California Energy Commission

estatales y las federales se fueron debilitando, lo que complicó aun más cualquier solución.

Durante todo este tiempo las distribuidoras habían pedido que se subiera el precio de venta a los consumidores, lo que fue respondido el 3 de Enero de 2001 por la CPUC con un alza de un centavo por Kwh, lo que no alcanzaba a cubrir ni siquiera el costo de la energía [Josk01a]. Los generadores comenzaron a rehusarse a entregar energía a las distribuidoras por miedo a que no se les pagara por ello. A mediados de Enero, PG&E y SCE anunciaron que no tenían caja para saldar las obligaciones que habían adquirido en Noviembre y Diciembre y dejaron de pagar. A esto le siguieron cortes de energía rotatorios en algunas partes del estado.

El 31 de Enero el PX dejó de operar debido a los problemas de crédito de las distribuidoras, que eran sus principales compradores y a nuevas reglas emitidas por la FERC que liberaban a las distribuidoras de comprar toda la energía en el PX o en el mercado spot.

La única razón por la que el suministro de energía se mantuvo fue por que el gobierno federal emitió una orden obligando a los generadores a entregar energía a las distribuidoras. Sin embargo, el nuevo gobierno, que tomó el poder el 20 de Enero, señaló que no iba a seguir obligando a los generadores a entregar energía si no estaban seguros que iban a ser remunerados por ello. Por esta razón, al estado de California decidió finalmente actuar para evitar nuevos cortes y a través del Departamento de Aguas (California Department of Water Resources – CDWR), comenzó a comprar energía para abastecer las necesidades de las distribuidoras.²⁰

A partir de entonces se han tomado una serie de medidas para remediar la crisis, entre las que destacan el hecho de que el precio que pagan los consumidores fue finalmente elevado en un 40% en Marzo, se iniciaron campañas para bajar el consumo, se agilizó el proceso para la construcción de nuevas plantas generadoras, la FERC elaboró una serie de planes para mitigar el efecto de los altos precios, y

²⁰ Assembly Bill 1X, 1 de Febrero de 2001.

finalmente el SCAQMD retiró las plantas generadoras del programa RECLAIM²¹, reemplazando los permisos de NOx por multas si se pasan de las emisiones máximas permitidas. Adicionalmente, el CDWR se ha mantenido comprando energía y firmando contratos de abastecimiento de largo plazo, que si bien aseguran el suministro, lo hacen a un precio bastante elevado.

A principios de Julio comenzaron a operar tres nuevas plantas generadoras, las primeras en ser construidas en California en 10 años. En ese mes los precios del gas comenzaron a bajar significativamente en todo el país, gran cantidad de capacidad de generación se reintegró al sistema después de pasar el invierno en reparaciones y el consumo bajó considerablemente durante el verano con respecto al año 2000.

Todo lo anterior ha influido para que los precios del mercado mayorista bajaran a niveles más razonables a partir de Junio, retornando lentamente a niveles similares a los previos a la crisis. A partir de Julio se comenzó a dar por superada la crisis, sin embargo, aún quedan muchas cosas por aclarar y por resolver.

El sistema todavía sigue funcionando gracias a fondos del estado y los contratos que ha firmado el CDWR aseguran un abastecimiento con precios más elevados que los previos a la reforma, no estando claro como se solucionará la intervención del estado en el mercado y como se normalizará a futuro. Es más, a partir de Septiembre de 2001 se terminó con la competencia en comercialización y el estado de California ha tomado cada vez más poderes en el mercado de electricidad. Las empresas distribuidoras están en una situación delicada, PG&E se declaró en quiebra el 6 de Mayo de 2001, comenzando un largo proceso de reestructuración de sus pasivos que no se sabe como terminará.

Por ahora la situación del mercado eléctrico californiano es mucho peor que la que motivó la desregulación [Josk01a]. Una de las pocas cosas que están claras es que la estructura del mercado requiere un cambio importante, el punto es si las

²¹ Ver punto 1.3.6.

autoridades tienen la capacidad y la voluntad política para llevarlo a cabo, o si van a preferir echar pie atrás y retornar a una estructura centralizada.

1.4.3 Causas del déficit de energía y del aumento de los precios

A continuación se explican con mayor detalle los aspectos que llevaron al déficit de energía y a la posterior crisis, así como la influencia negativa de algunas partes de la legislación que han perpetuado el problema.

a) Aumento de la demanda:

A partir de 1994 California comenzó a crecer a tasas bastante aceleradas, llegando el año 1998 a crecer un 6,3%.²² Como consecuencia de este desarrollo, el consumo de energía también creció considerablemente en los últimos cinco años. En total, entre los años 1990 y 2000 la demanda de energía creció en 11% aproximadamente. Sin embargo, durante ese mismo periodo la capacidad de generación se mantuvo relativamente estable, debido principalmente al exceso de capacidad existente, a la incertidumbre del largo proceso de reforma del mercado y a las expectativas de bajas en los precios que se auguraban. Cuando se comenzó a reformar el mercado, se suponía que el exceso de capacidad duraría al menos por una década [Josk01a], pero el acelerado crecimiento de la demanda durante la década de 1990 fue rápidamente agotando la sobrecapacidad de generación, y ya en 1999 era claro que situación de abastecimiento sería ajustada.

Como se señaló en el capítulo 1.3.7, los trámites para construir una central no fueron modernizados, tal como lo requería la nueva estructura. Cuando la nueva legislación estuvo clara y comenzó a funcionar el mercado en el año 1998, comenzaron a surgir una serie de proyectos de generación. En Diciembre de 2000 había cinco plantas aprobadas que representaban 3.628 MW de capacidad y 7.892 MW de capacidad estaban en proceso de aprobación en la CEC [Weis00]. Sin embargo debido al largo proceso de aprobación y construcción sólo tres plantas han entrado en funcionamiento en el año 2001.

²² Fuente: U.S. Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis.

Adicionalmente, existió una componente de mala suerte en todo este proceso, ya que el verano del año 2000 fue inusualmente cálido, lo que hizo que la demanda por energía creciera 10,8% en Mayo y 12,7% en Junio. Fue durante estos dos meses que el mercado comenzó a generar precios nunca antes vistos, tal como se aprecia en la figura 1.5. La demanda *peak* no fue mayor en el 2000 que en 1999, pero la demanda promedio fue muy superior desde mayo a agosto, por lo que la explicación de la influencia del clima especialmente caluroso en el oeste del país parece razonable.

b) Aumento del precio del gas natural:

Como se puede apreciar en la figura 1.1, la energía consumida en California proviene en su mayoría (58%) de fuentes de generación térmica. De toda la generación térmica, las plantas que usan gas natural como combustible generan el 38% de toda la energía consumida en el estado. Normalmente durante los meses de verano los generadores que fijan el precio de la energía (generadores marginales) son plantas que utilizan como combustible gas natural o petróleo [Josk01a]. El costo del gas representa alrededor del 90% de los costos variables de un generador térmico.²³ Por esta razón, un incremento en los costos del gas natural tiene una implicancia directa en los costos finales del sistema.

En la figura 1.6. se muestra la evolución del precio del gas natural que compran los generadores en California. Se puede apreciar que el precio aumentó desde 2,5 US\$/Mcf²⁴ en 1999 a aproximadamente 6 US\$/Mcf durante el verano de 2000 [Kanh01] y posteriormente hasta cerca de 20 US\$/Mcf en Diciembre, lo que explica en parte el aumento del precio de la energía.

²³ Crisis Energética en California: Lecciones para Chile, Temas Públicos, Instituto Libertad y Desarrollo, 6 Abril de 2001

²⁴ Mcf = miles de pies cúbicos

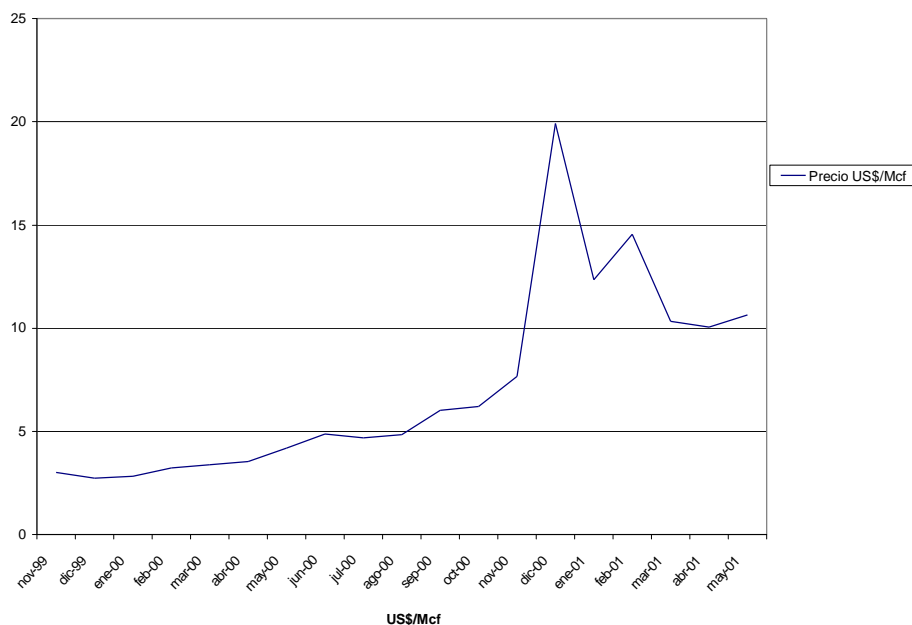


Figura 1.6: Evolución del precio del gas natural en California²⁵

c) Aumento del precio de los permisos de NOx:

California tiene una de las legislaciones ambientales más estrictas de los Estados Unidos. Como se señaló en el capítulo 1.3.6, las emisiones de óxido de nitrógeno están reguladas por un sistema de permisos transables, por lo que los generadores térmicos deben comprar las correspondientes cuotas de emisión en el mercado local para poder generar.

El aumento del precio de estos permisos tiene un impacto directo en los costos de cada generador y del sistema como un todo. Más aún, cuando en situaciones de escasez deben entrar a generar las plantas más antiguas e ineficientes, los costos totales crecen en forma más acelerada. Esto se debe a que los generadores

²⁵ Fuente: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Natural Gas Monthly September 2001

más antiguos tiene tasas de emisión 50 veces mayores que los generadores menos contaminantes, que son lo que fijan el precio normalmente en verano. De esta forma, la curva de oferta tiene una mayor pendiente a medida que se requiere mayor cantidad de energía [Kanh01].

Durante los dos primeros años de funcionamiento, los precios de los permisos habían sido bastante bajos y las cuotas de emisión asignadas a cada generador normalmente excedían sus emisiones. Sin embargo, tal como se señala en el capítulo 1.3.6, estas cuotas iban disminuyendo progresivamente.

A comienzos del año 2000 los precios de los permisos estaban alrededor de los 1-2 US\$/libra. A partir de Marzo de ese año, los precios comenzaron a subir considerablemente, llegando a finales de Agosto a transarse en 35 US\$/libra [Kahn01]. Este incremento en los precios afectó considerablemente los costos de operación de las centrales que balanceaban el sistema, especialmente durante las horas peak del día. Por ejemplo, una unidad generadora con combustión de gas natural pudo aumentar sus costos marginales en 30 o 40 US\$/MWh, y una unidad que normalmente funciona en horas peak debió subir sus costos marginales entre 100 a 120 US\$/MWh [Josk01a].

d) Disminución de importaciones

En la figura 1.1 se puede apreciar que el aporte de las importaciones de energía disminuyó considerablemente durante el año 2000. Históricamente California ha dependido de las importaciones de energía de otros estados para balancear oferta y demanda. En promedio desde el año 1990 hasta 1999 el 19% de la energía consumida en el estado era importada desde otros estados, principalmente desde el Noroeste y del sur. Durante el año 2000 las importaciones representaron sólo el 11% del total del consumo en el estado. Durante 1999 éstas llegaron a 49.487 Gwh, mientras que en 2000 fueron sólo 30.410, lo que representa una reducción de un 40%.

La razón de la disminución en las importaciones es básicamente la poca hidrología acumulada en el noroeste del país, donde la generación es mayoritariamente hidroeléctrica y de la cual California siempre ha dependido. Además las ondas de calor que hubo en la región provocaron aumentos de consumo en todo el

WSCC, lo que redujo la cantidad de energía que podía ser exportada a California [Jacc00].

En general, los cuatro factores mencionados explican en gran medida el fenómeno de escasez que se ha vivido en California a partir del Mayo de 2000, y la consiguiente alza en los precios de la energía. Sin embargo, a partir de una serie de estudios que tratan de modelar el precio de la energía en base a estos factores, se ha generado una opinión bastante fundamentada en cuanto a que existen evidencias de que se ha ejercido poder de mercado para elevar los precios de la energía²⁶.

e) Análisis del ejercicio de poder de mercado

Si bien existen opiniones encontradas en cuanto a la forma en que se ha cuantificado el impacto del ejercicio de poder de mercado²⁷, es evidente que hay problemas de diseño en el mercado californiano que facilitan el uso de poder de mercado. Las empresas siempre tratarán de maximizar su utilidad, por lo que sí la estructura presenta incentivos para maximizarla a través del ejercicio de poder de mercado, es esperable que así ocurra [Bore00], por lo que el énfasis debe ser puesto en diseñar sistemas robustos en los que los incentivos sean correctos y las reglas claras.

²⁶ Los estudios mencionados son, entre otros: “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000”, de Paul Joskow y Edward Kahn, Marzo 2001. “Diagnosing Market Power in California’s Deregulated Wholesale Electricity Market”, de James Bushnell, Severin Borenstein y Frank Wolak, Agosto 2000. “Report on California Energy Market Issues and Performance: May-June, 2000,” del California ISO Department of Market Analysis, 10 de Agosto de 2000.

²⁷ Ver “On the Exercise of Market Power Through Strategic Withholding in California”, de Scott M. Harvey y William W. Hogan, 24 Abril de 2001.

Es importante definir primero qué es lo que se entiende por ejercicio de poder de mercado. En un mercado competitivo se supone que sus integrantes son tomadores de precio, lo que significa que no tienen habilidad para manipular el precio al que venden su producto. Cualquier empresa tomadora de precio estaría dispuesta a producir y vender sus productos siempre que el precio de mercado esté por sobre el costo de producirlos. En el margen esa empresa aceptaría una oferta cuyo precio sea igual al costo marginal de la última unidad que produjo. Adicionalmente hay que considerar que el costo marginal de vender una unidad puede ser mayor que simplemente su costo de producción, esto ocurre cuando el costo de oportunidad de la empresa es mayor que su costo de producción. Por esta razón, en estricto rigor el costo marginal de venta considerado para el equilibrio debe ser el mayor entre el costo de oportunidad y el costo marginal de producción [Bore99].

El ejercicio de poder de mercado se entiende como la capacidad de manipular los precios del mercado. Esto se puede hacer ya sea produciendo menos de lo que podría estar dispuesto en un mercado competitivo, forzando con esto a subir los precios, o bien ofertando su producto a un precio mayor que el costo de oportunidad de la última unidad producida.

Hay dos factores que determinan cuán rentable puede ser para una empresa el ejercicio de poder de mercado; el grado de sensibilidad de la demanda ante cambios en los precios (elasticidad de la demanda) y el grado de sensibilidad de otros productores a cambios en los precios (elasticidad de la oferta). Si hay menos productos en el mercado la demanda debe disminuir para ajustarse, por lo que el precio por ese producto debe subir, que es lo que busca la empresa que restringe su producción. Si la elasticidad de la demanda es alta, el aumento necesario en el precio para que la demanda baje es pequeño, por lo que la empresa no va a ganar más vendiendo menos a un precio levemente mayor. Por otra parte, si una empresa ofrece su producto a un precio superior a su costo de oportunidad, puede que su oferta sea o no sea aceptada. En el caso de que sea aceptada, de haber una alta elasticidad de la oferta, rápidamente habrá otros productores dispuestos a producir a un precio inferior al de la empresa que ejerce poder de mercado, pero que todavía podría ser atractivo para ellos [Bore99], por lo que al final la empresa que ejerció poder de mercado dejaría de vender parte de sus productos, con la consiguiente pérdida.

Estos dos factores hacen que los mercados eléctricos sean muy susceptibles al ejercicio de poder de mercado en situaciones que la demanda y la oferta están ajustadas, ya que en ese caso la elasticidad de la oferta es casi nula, y la demanda en el corto plazo es casi completamente inelástica.

Los estudios mencionados muestran que los precios de la energía en California han sido influidos por ejercicio de poder de mercado. Kahn y Joskow (2001), simularon precios competitivos para el mercado californiano e indican que encontraron evidencia de retiro de capacidad de generación, cuyo impacto resulta en que 45 US\$/MWh²⁸ del precio de la energía durante Junio, Julio y Agosto de 2000 pueden ser atribuidos a ejercicio de poder de mercado. Por su parte Borenstein, Bushnell y Wolak (2000) estudiaron los precios entre Junio de 1998 y Agosto de 1999, encontrando que durante los periodos de alta demanda había considerable diferencia entre los precios reales y los precios competitivos simulados, lo que resulta en que la energía estaría sobre valorada en un 16% debido a poder de mercado. En general existen una serie de estudios que investigan este tema y los resultados varían de uno a otro.

Un aspecto que ha sido muy influyente en relación al poder de mercado son los contratos para mantener la seguridad en áreas específicas (Reability-Must-Run, RMR), mencionados en el capítulo 1.3.4. Estos contratos fueron originalmente diseñados para evitar el ejercicio de poder de mercado en áreas donde era esperable, por limitaciones geográficas de transmisión, que algunos generadores locales tuvieran la posibilidad de ejercitar poder de mercado. Sin embargo, el resultado de estos contratos ha sido que han incentivado el retiro estratégico de unidades de generación del mercado, es decir ha agravado un problema que pretendía mejorar [Wola98], tal como se señala en el capítulo 1.3.4.

Si bien el hecho de que los precios están influenciados por problemas de poder de mercado podría estar claro, lo interesante es analizar por qué es posible ejercitar poder de mercado en esa magnitud. La estructura del mercado eléctrico

²⁸ Esto representa alrededor de un tercio del precio final.

californiano y sus reglas han creado incentivos para un despacho ineficiente y para que sus participantes se desenvuelvan de manera que complica su operación [Chan00]. El manejo zonal de congestión, los contratos RMR, la rigidez de precio y otra serie de características lo hacen especialmente frágil ante un participante dispuesto a ejercitar poder de mercado y sin duda tienen una responsabilidad importante en el mal desempeño del mercado.

En particular, la rigidez de precio le resta al mercado californiano la posibilidad de “defenderse” ante un generador que sube artificialmente los precios. En un mercado competitivo donde existe elasticidad de la demanda ante variaciones en los precios, si un productor sube los precios por un bien, la demanda tiende a ajustarse a ese nuevo precio disminuyendo su consumo, con lo que se neutraliza el efecto buscado por el productor que ejerce poder de mercado. Este mecanismo fue completamente eliminado del mercado californiano de energía al aislar a los consumidores finales de las fluctuaciones de precio [Bush00]. Con esa medida transitoria se les facilitó a los generadores la posibilidad y la rentabilidad de ejercer poder de mercado.

f) Otros aspectos agravantes de la situación:

En general las medidas transitorias mencionadas en el capítulo 1.4.1. han sido muy contraproducentes para solucionar la crisis por la que ha atravesado el mercado eléctrico de California. El efecto de los precios en el problema de poder de mercado fue comentado en el capítulo anterior. A ello hay que agregar que la rigidez de precio sumado a la obligación de las distribuidoras de comprar toda la energía que necesiten en el mercado DA o spot y a la imposibilidad de mantener contratos de largo plazo para cubrir sus riesgos, han hecho que estas empresas estén al borde de la quiebra. Este es un problema exclusivamente creado por la (mala) legislación, ya que en nada tienen que ver en ello las condiciones de mercado.

Otro aspecto que ha resultado determinante es la errática y poco decidida actuación de la autoridad. Si bien los comités de estudio con que cuentan el ISO y el PX han elaborado informes donde se detallan los problemas de diseño, algunos de los cuales han sido solucionados, existen problemas estructurales en el diseño del mercado californiano que requieren cambios más sustanciales, tal como se señala en el

capítulo 1.5. Estos problemas han sido identificados por los comités, pero la actuación de la FERC y de la CPUC ha sido sorprendentemente lenta. Un aspecto que ha dificultado la situación es el hecho de que existan tantas agencias responsables de cada parte de la estructura. Por ejemplo, la FERC ha reconocido que las medidas transitorias mencionadas son negativas para el mercado, pero al no tener jurisdicción sobre esa área, debe confiar en la CPUC para que las revierta [Weis00]. Por su parte las autoridades estatales, siendo los de los principales responsables del problema, no hicieron nada durante el año 2000 para revertir la crisis y se dedicaron a culpar sucesivamente a la FERC y a los generadores como los responsables de la crisis, además de restar credibilidad a las distribuidoras acerca de sus problemas financieros [Josk01a].

Una situación que grafica la actuación de las autoridad, en este caso la legislatura del estado, es el caso de la liberalización de precios de SDG&E. De acuerdo a la ley transitoria, si alguna distribuidora recuperaba sus costos hundidos antes de los dos años podía liberalizar sus tarifas, de modo que sus clientes pagaran el verdadero precio por la energía. A comienzos del año 2000, SDG&E recuperó sus costos y liberalizó sus tarifas. Cuando los precios empezaron subir se comenzó a generar una reacción pública y finalmente el 30 de Agosto de 2000 la legislatura del estado decidió poner un precio techo a las tarifas de SDG&E en 65 US\$/MWh, el cual sería retroactivo hasta Junio de ese año²⁹. De esta manera se agravó el problema por razones netamente políticas, dando un tranquilizante bastante poco efectivo a los consumidores, ya que si estos no pagaban sus cuentas directamente, lo harían en forma indirecta a través de impuestos, porque al final alguien tiene que pagar la cuenta.

1.5 Aspectos relevantes del modelo Californiano

En el capítulo anterior se mencionaron varios aspectos que han contribuido a dificultar la solución del problema eléctrico de California. Todos ellos

²⁹ Assembly Bill 265, 30 de Agosto de 2000. Se supone que a SDG&E se le permitirá recuperar estos costos en el futuro, por lo que la empresa los contabiliza como “Regulatory Assets”.

son muy criticados, especialmente los relacionados con las medidas transitorias. En este capítulo no se volverán a abordar, con excepción de la rigidez de precio, dada su relevancia. A continuación se mencionarán las principales críticas al modelo relacionadas con problemas estructurales del diseño de mercado.

1.5.1 Separación de mercados

Como se mencionó anteriormente, uno de los aspectos que distingue a la estructura californiana de otros mercados eléctricos implementados en otras partes del mundo, es que en California se optó por crear dos instituciones independientes para manejar por separado el mercado de energía y de transmisión y servicios auxiliares. Este es también uno de los aspectos que más se le critican. La suposición detrás de la separación de los mercados en California es la confianza en que los mercados serían capaces de resolver los problemas de coordinación inherentes al negocio eléctrico.

Es un hecho que los sistemas eléctricos son muy complicados de operar y altamente interdependientes. El mercado de energía y el de transmisión están tan ligados que en horizontes cortos de tiempo no hay distinción entre despacho de energía y uso de transmisión [Chan00]. La optimización por separado de estos dos mercados no asegura una optimización global. De nada sirve que el PX genere un programa óptimo según su criterio, pero que en la práctica es completamente inviable por problemas de transmisión, ya que los arreglos que se le hagan a ese programa no garantizan ser óptimos desde el punto de vista del costo para los consumidores.

Otro aspecto de separación de mercados que entrega resultados ineficientes es el mercado de servicios auxiliares. Tal como se señala en el capítulo 1.3.3, ha quedado demostrado que optimizar por separado el mercado de servicios auxiliares y el de energía genera una serie de problemas de eficiencia, obligando a las empresas a tener que especular donde pueden obtener mejores resultados por el mismo producto. Todas las experiencias han demostrado que para tener un mercado eficiente no se puede separar el despacho de energía del manejo de la transmisión, ni el mercado de energía del de servicios auxiliares y, bajo ese criterio, debería ser el ISO el que manejara los mercados de energía, de servicios auxiliares y de transmisión simultáneamente, además de encargarse del balance del sistema [Chan00].

El mismo principio que dio origen a la separación de los mercados fue el que llevó a crear el requerimiento de que los programas que generan los SC deben ser balanceados. La filosofía detrás de esto es que el ISO no debe alterar las decisiones de los participantes del mercado, sino que solamente velar para que sus decisiones de compra y venta se ejecuten. Por esa razón, el ISO tiene prohibido alterar los programas para lograr un despacho al mínimo costo.

Las críticas a esta restricción apuntan a que con ella no se puede lograr un despacho económico, ya que se impide a los participantes beneficiarse de la coordinación que podría realizar el ISO. El balance agregado de la oferta y la demanda es requerido por la naturaleza física de la electricidad, pero el balance individual que hace cada SC es una restricción artificial e innecesaria, siendo casi siempre ineficiente y algunas veces infactible [Chan00]. El resultado final es que el costo de la energía es artificialmente elevado al no existir una instancia que conozca y procese todas las ofertas y que construya eficientemente una curva de operación global optimizada.

Una medida de la ineficiencia del mercado eléctrico californiano es el hecho de que los precios de la energía generados en el mercado DA del PX y en el tiempo real del ISO para los mismos períodos de tiempo diferían permanentemente, siendo en promedio mayor el precio de la energía transada en el ISO³⁰. En un mercado eficiente no resulta explicable que el precio de un bien homogéneo presente diferencias persistentes entre una subasta y otra, ya que de ser así existirían posibilidades de arbitrar y rápidamente esa diferencia se terminaría. Lo singular del mercado californiano es que las diferencias fueron persistentes, pudiéndose aplicar ex-post patrones de juego sencillos que hubieran generado ganancias significativas de aplicarse ex-ante [Bush01].

³⁰ Ver Bushnell, Borenstein, Knittel y Wolfram (2001), para un análisis detallado de la diferencia de precios entre los mercados del PX y del ISO.

1.5.2 Rigidez de precios y actuación de los reguladores

En más de una ocasión en este trabajo se ha mencionado que una de las críticas principales a la reforma californiana es el hecho de que no se hayan desregulado los precios a clientes finales. Este es uno de los puntos más determinantes de los alcances que ha tenido la crisis de abastecimiento, ya que debido al aislamiento de los consumidores del costo real de la energía se han producido tres efectos principales; no se han dado los incentivos correctos a los consumidores para que disminuyan su consumo, se ha facilitado y fomentado la posibilidad de que los generadores practiquen poder de mercado y, finalmente, se les ha creado un problema financiero a las empresas distribuidoras, dejándolas prácticamente en la quiebra.

Los mercados regulados tienen mecanismos de control que indican el nivel de inversión que se requiere, el precio del bien, el nivel de consumo que se generará, etc., es decir todas las variables que son relevantes en relación a un bien o servicio. Cuando un mercado se desregula, este mecanismo de control es reemplazado por el mecanismo esencial de un mercado libre, el precio. Son las señales de precio las que indican el nivel de inversión que los consumidores requieren, la cantidad que se pretende consumir, etc. [Mcmi00]. Sin embargo, en California se eliminó el control centralizado del mercado pero no se liberalizó el precio de la energía, con lo que se produjo un mercado acéfalo que no tenía la capacidad de responder ante las circunstancias que se produjeran. La mezcla de un mercado mayorista desregulado y un mercado minorista regulado demostró ser una combinación fatal. Si a esto se suma que los reguladores no tomaron las medidas adecuadas en los momentos que se debían, el resultado no resulta tan extraño.

La actuación de los reguladores fue lenta y poco efectiva, demorándose más de seis meses en tomar medidas que si se hubieran tomado a tiempo habrían disminuido significativamente el efecto de la crisis. Todos los procesos de reforma de mercados eléctricos han tenido dificultades y han necesitado de cambios en la marcha, por lo que se necesita que las agencias reguladoras sean capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones [Josk01a].

Adicionalmente, el problema de la rigidez de precio demuestra lo peligroso que es dejar en manos de autoridades políticas un aspecto eminentemente

técnico. Es evidente que entre las razones de no cambiar el precio de la energía, las de tipo político tenían una influencia importante³¹, lo que quedó claro con el asunto de la liberalización de precios de SDG&E y en la negativa, en Septiembre de 2000, de la CPUC de liberalizar los precios ante la petición de SCE y PG&E, que argumentaban que bajo las nuevas condiciones de mercado, los costos hundidos que debían recuperar a través del CTC ya estaban completamente recuperados.

En general no es deseable que se produzcan situaciones de escasez, sobre todo en un sistema en que la influencia hidrológica no es tan relevante como lo es en Chile o en Brasil, pero lo importante es que ante una situación de ese tipo, los mecanismos de mercado den las señales correctas y las autoridades actúen en forma eficiente, de modo de no tener que llegar a situaciones de corte de energía. Los cortes son evitables si se dan las señales correctas a los consumidores, ya que la energía debiera asignarse eficientemente de acuerdo al valor que le dan los consumidores y no a través de cortes arbitrarios.

Por último, una crítica importante que reciben los legisladores y el gobierno es que se enfocaron mucho en lograr ahorros de corto plazo y no tanto en formular una estructura robusta que funcione en el largo plazo. El ahorro en un sistema reestructurado y descentralizado debiera provenir en el largo plazo de mejores decisiones de inversión, mejoras en eficiencia y de la introducción de competencia tanto a nivel de generación como comercialización. En el corto plazo no es tan evidente que debieran haber ahorros significativos [Bore00], por lo que resulta cuestionable la suposición de los legisladores de que por el sólo hecho de cambiar la estructura del mercado, y sin realizar ningún tipo de inversión, la energía disminuiría su valor en más de un 10%.

1.5.3 Manejo de congestión zonal

La suposición detrás del sistema zonal es que dentro de cada zona la congestión sería poco frecuente y difícil de cuantificar, por lo que los precios de

³¹ “Westward ho!”, The Economist. June 2nd, 2001

energía dentro de una zona serían casi iguales lo que haría posible generar sólo un precio para toda la zona. Esto ha resultado ser bastante errado, ya que en realidad existe congestión dentro de cada zona, por lo que generar un precio para toda una zona no entrega los incentivos correctos a los generadores y consumidores de modo de hacerlos evitar las congestiones. Como argumentan Chandley, Harvey y Hogan (2000), si los precios dentro de una zona fueran relativamente parecidos, no sería necesario establecer un precio igual para toda la zona, por lo que el impacto real que la agregación zonal produce es convertir precios (verdaderos) que no son parecidos en un precio único que entrega incentivos incorrectos justo cuando lo que más importa son los incentivos.

En general el manejo de congestión interzonal ha funcionado relativamente bien [Josk00], pero el de congestión intrazonal ha sido bastante deficiente. El hecho de que se genere un precio uniforme para toda la zona no entrega las señales para que los problemas de congestión se solucionen, y además, se ha demostrado que los generadores pueden aumentar sus ganancias creando deliberadamente problemas de congestión intrazonal y luego haciendo ofertas para aliviarlos, lo que es muy negativo para la operación del sistema [Stof98]. Finalmente, los contratos RMR han elevado el costo real de la energía al interior del sistema y han distorsionado la cuantificación del costo de la congestión intrazonal.

Estos problemas hacen que los precios que se generen en los mercados de California sean poco reales y no den los incentivos correctos. Por esta razón hay analistas que insisten en que California debería abandonar el sistema de congestión zonal y cambiarse a uno nodal, tal como el que se usa en PJM³² [Chan00].

1.5.4 Precios techo

El uso de precios techo o “price caps” es una política habitual para mitigar los problemas de poder de mercado, especialmente cuando la demanda está aislada de la oferta y no puede reaccionar ante incrementos en los precios, como es el caso de la

³² PJM es el Mercado de energía conjunto de Pennsylvania, New Jersey y Maryland.

mayoría de los mercados eléctricos. Los precios techo son efectivos cuando los precios son elevados artificialmente por los generadores, pero en el caso que éstos suban por un problema de escasez, pueden ser muy contraproducentes [Hoga01]. Si bien el uso temporal de precios techos para las ofertas de energía, de modo de mantener las ganancias de los generadores en un nivel “aceptable”, es útil para normalizar el mercado, no es una solución definitiva a largo plazo, ya que permitir que sean los reguladores y no la competencia la que determine el nivel “razonable” de ganancias de un generador, no parece compatible con la idea de desregular los mercados. En el largo plazo introducen una serie de alteraciones en el mercado y no permiten que los precios jueguen su rol determinando el equilibrio entre oferta y demanda, desincentivando de esa manera la inversión. Si en realidad se tienen evidencias de ejercicio de poder de mercado, se debieran activar las agencias correspondientes, tales como las fiscalías económicas u organismos antimonopolios.³³

En particular, en el mercado californiano la serie de precios techos que se han impuesto y su bajo valor, han servido para cultivar una serie de males. Al haber dos instancias para ofertar energía con distintos precios techo se han generado comportamientos como la sub programación crónica de la demanda en el PX, obligando al ISO a despachar una gran cantidad de energía en tiempo real. Además, el precio techo de 250 US\$/MWh parece inadecuado pues estaba por debajo del costo marginal de los generadores más caros del sistema en momentos de alta demanda, lo que habría obligado a estos a cobrar más caro en momentos de baja demanda [Worl01].

1.5.5 Dirección del ISO y del PX

Los consejos directivos del ISO y del PX han sido duramente criticados durante toda la crisis por su incapacidad de elaborar soluciones de consenso para los problemas de funcionamiento del mercado y sus instituciones. El tamaño y politización de los consejos, que fueron formados mediante cuoteos de todos los

³³ “When Caps do dot fit”, The Economist. June 7th, 2001.

grupos con interés, ha impedido que se lleguen a soluciones factibles, siendo siempre bloqueadas por uno u otro actor [Worl01].

Por esta razón, a finales de 2000, la FERC emitió una orden donde se cambiaba la conformación del consejo directivo del ISO, reemplazándolo por uno que fuera independiente de todos los actores del mercado. De esa manera se pretende que el funcionamiento sea más profesional y no tan influenciado por los distintos intereses en juego.

II. CRISIS ELÉCTRICA DE BRASIL

2.1 Introducción

El proceso de reestructuración del mercado eléctrico de Brasil comenzó de manera distinta al de otros lugares, como California o Chile. En Brasil primero se comenzó por privatizar algunas empresas y después, en la necesidad de establecer reglas claras y de largo plazo para atraer inversionistas al sector, se decidió reestructurar y desregular el mercado. Este hecho es esencial, ya que es indicativo de la forma en que se ha llevado a cabo todo el proceso. La transición de un modelo al otro se ha caracterizado por ser larga y poco estructurada. Una de las críticas más recurrentes en este sentido es la poca coordinación y el desorden de las reformas.

Durante el año 2001 Brasil sufrió una seria crisis de abastecimiento, causada directamente por la poca agua acumulada en las represas de la zona norte del país. Sin embargo, detrás de la falta de agua en las represas hay una serie de hechos que han determinado que la inversión en capacidad haya sido muy baja en la última década.

Las autoridades brasileras tuvieron la mala suerte, o la mala idea, de legislar justo cuando la situación de abastecimiento se volvía algo incierta. Esto es más claro si se considera que la causa fundamental de la reforma fue lograr que las empresas privadas introdujeran recursos que de otra forma el gobierno no podía asegurar. Sin embargo a partir del análisis de la crisis se puede concluir que el desequilibrio entre oferta y demanda es previo a la instauración de la nueva estructura de mercado. El resultado de la reforma y de los problemas de desabastecimiento por los que ha pasado el país es que pocos inversionistas están dispuestos a invertir antes de que el marco regulatorio sea totalmente establecido y que el país cuente con una política energética coherente.

2.1.1 Descripción del mercado eléctrico de Brasil

Brasil tiene una superficie de 8,51 millones de kilómetros cuadrados y una población de 165,9 millones de personas. Su capacidad de generación, claramente dominada por energía hidroeléctrica, es la décima mayor en el mundo y es el tercer

país con mayor capacidad hidroeléctrica. Lo extenso del territorio y el aislamiento de algunas fuentes de generación han hecho que el sistema sea muy intensivo en transmisión. La configuración de las líneas produce en forma natural principalmente dos sistemas eléctricos. El sistema del Sur/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO) es el más grande, representando aproximadamente el 72,5% de la capacidad instalada del país. Por su parte el sistema Norte/Nordeste (N/NE) concentra aproximadamente el 24% de la capacidad instalada [Bnde99]. Estos dos sistemas están interconectados desde el año 1999 mediante una línea de 500 KV de 1.280 kilómetros de extensión. El resto de la capacidad es acaparada por una serie de pequeños sistemas aislados, principalmente en el norte del país. Normalmente, para efectos de análisis y tarificación el sistema se ha dividido en cuatro regiones, correspondiendo al Norte, Nordeste, Sur y Sudeste/Centro-Oeste, siendo esta última la que concentra el mayor consumo de energía, con un 58.1% del total. Le siguen el Noreste y el Sur con un 16,3% y un 15,3% aproximadamente.

Históricamente la generación y la transmisión de energía eléctrica han sido controladas por el holding federal Eletrobrás, creado en 1964, el que entre otros activos tenía la propiedad de cuatro subsidiarias regionales en el área de generación y transmisión; Furnas, Eletrosul, Chesf y Electronorte. La labor de Eletrobrás ha abarcado desde la planificación, la coordinación de las operaciones hasta el financiamiento de nuevos proyectos. Durante la década de 1990 las empresas de Eletrobrás generaron aproximadamente el 50% de la energía consumida en Brasil [Pires99]. El resto fue generado por empresas pertenecientes a los distintos estados que conforman el país. Por su parte, la distribución ha sido controlada mayoritariamente por empresas controladas por los gobiernos estatales.

Un hito importante en el mercado eléctrico fue la creación en 1996 de la nueva Agencia Nacional de Electricidad (ANEEL). La importancia de esto es que por primera vez se creaba un cuerpo autónomo que regulara el mercado eléctrico. Anteriormente, la regulación del mercado eléctrico dependía del Ministerio de Minas y Energía (MME), el que a través del Departamento de Aguas y Electricidad dictaba las políticas del sector. Además se contaba con la presencia de Eletrobrás que dado que es el responsable de los activos, dictaba políticas de desarrollo y financiaba los proyectos. De esta manera, las políticas del sector estaban subordinadas a los

intereses inmediatos del gobierno, de modo que muchas veces los objetivos perseguidos eran contradictorios, con el consiguiente daño para el mercado y los consumidores.³⁴

Los objetivos de la creación de ANEEL fueron básicamente formar una institución independiente que dictara las políticas en materia de energía eléctrica y que implementara el proceso de reforma del mercado zanjando las divergencias que se pudieran producir entre los intereses del gobierno, de los consumidores y las empresas. En el capítulo 2.2.3 se explican en más detalle las labores y la estructura de Aneel.

En 1996 se comenzó un proceso de privatización de empresas eléctricas comenzando con la venta de tres distribuidoras; Light, Escelsa y Cerg. A partir de entonces, tanto a nivel federal como estatal, se vendieron una cantidad importante de activos en generación y distribución. Como parte de este proceso las grandes subsidiarias regionales de Eletrobrás fueron separadas en empresas más pequeñas de generación. La primera en salir a la venta fue Eletrosul,³⁵ que se vendió en Septiembre de 1988. Las principales razones que llevaron al gobierno brasilero a privatizar las compañías eléctricas fueron, por una lado la falta de recursos tanto a nivel federal como estatal para expandir el sistema de acuerdo a los requerimientos del país, y por otro, el mal manejo de las empresas públicas, debido principalmente a la falta de incentivos para producir eficientemente. Gracias al proceso de privatización, la participación privada en el sector eléctrico pasó de ser nula a mediados de la década de 1990 a ser aproximadamente un 70% de la distribución y un 20% de la generación

³⁴ Los objetivos podían ser de origen microeconómico (producción eficiente), de origen macroeconómico (control de la inflación o de déficit público) o bien sociales (electricidad para todos), de modo que las políticas no fueron siempre coherentes y los precios muchas veces no reflejaron correctamente el costo de la energía. [Pires99]

³⁵ Los activos de transmisión de Eletrosul fueron separados y mantenidos en poder estatal. La empresa fue comprada por la belga Tractebel al precio mínimo del remate y tras la venta pasó a llamarse Gerasul.

en la actualidad [Giam01]. En transmisión no se han privatizado activos, siendo Eletrobrás el dueño de la mayoría de las líneas.

Al comenzar el proceso de privatización, el gobierno dio preferencia primero a las empresas distribuidoras, entendiendo que vender las generadoras no tenía mucho sentido mientras no se creara un mercado privado de transacción de energía donde éstas pudieran vender su producción. Por esta razón, el siguiente paso fue comenzar con un proceso de reestructuración que permitiera crear un mercado eléctrico competitivo de generación y comercialización, con reglas claras y permanentes que hicieran seguro y atractivo para las empresas invertir en este sector.

Por esta razón en 1996 se contrató a los consultores Coopers & Lybrand (C&L), los que crearon un documento que es la base de la reestructuración del mercado brasileiro. Los objetivos de esta reestructuración eran los siguientes:

- ? Asegurar un suministro seguro y confiable de electricidad en todo el país.
- ? Establecer condiciones que incentiven la eficiencia económica en todos los segmentos del mercado. Esto se lograría principalmente a través de competencia (donde fuera posible y razonable) y con el diseño de un marco adecuado y continuo.
- ? Crear las condiciones para la continuación del proceso de privatizaciones y hacer que sea atractivo invertir en el mercado eléctrico, especialmente a través de una adecuada distribución del riesgo.

El documento elaborado por C&L es la base del nuevo modelo y estableció la creación de un mercado competitivo en generación y en comercialización y monopolios regulados en transmisión y distribución. Con esto se seguía la tendencia mundial en esta materia. En el capítulo 2.2 se explica en detalle la nueva estructura de mercado.

2.1.2 Composición del parque generador

La composición del parque generador de Brasil es bastante singular. Aprovechando la gran cantidad de cuencas hidrológicas con que cuenta el país y la abundante pluviometría en cada una de ellas, la mayoría de las plantas generadoras son de origen hidráulico. La capacidad instalada en el país es de 67.713 MW aproximadamente³⁶, de los cuales alrededor del 88% son de origen hidroeléctrico. Por su parte, la capacidad térmica es de 5.894 MW (9%) y la nuclear 1.966 MW (3%) aproximadamente.

Dentro de la capacidad hidráulica contabilizada se consideró sólo la mitad de la central Itaipú (capacidad total de 12.600 MW), cuya propiedad Brasil comparte en partes iguales con Paraguay. En la práctica Brasil consume casi toda la energía (93% el año 2000) producida por esa central, que es la hidroeléctrica más grande del mundo. En el año 2000 la capacidad térmica creció considerablemente, 37% respecto al año anterior, lo que se explica por la situación de riesgo de déficit que ha vivido el país en los últimos años.

Por su parte la generación bruta el año 2000 fue de 322.464 GWh, lo que representó un crecimiento del 4,5% con respecto al año anterior. De esa energía, 298.563 GWh fueron generados mediante centrales hidráulicas, lo que representa un 92,6% del total. El restante 7,4% fue generado en centrales térmicas.

Las cuencas hidrológicas brasileras son muy extensas, por lo que es normal que en una cuenca existan una serie de embalses y sus respectivas centrales, teniendo muchas de ellas capacidad de almacenamiento interanual. El hecho de que existan muchas cuencas no quiere decir que sean independientes, sino que por el contrario, existe una correlación entre las hidrologías de cuencas cercanas. La dependencia entre centrales y embalses de una misma cuenca resulta más evidente, ya

³⁶ Si se consideran los autoprodutores y productores independientes, el total llega a 68.590 MW de potencia instalada aproximadamente. Fuente: Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE.

que la hidrología es la misma y especialmente debido a que la operación de un embalse afecta directamente el estado de los que se encuentran aguas abajo. Lo anterior lleva a uno de los aspectos más relevantes del sistema eléctrico brasileiro. Por el hecho de tener un porcentaje tan alto de generación hidráulica interdependiente, para lograr un uso eficiente y óptimo del agua embalsada se necesita una coordinación muy estrecha entre las centrales. Esta fue una de las razones que llevó a los diseñadores del nuevo esquema a optar por un sistema de despacho centralizado basado en datos técnicos y no en ofertas de energía como es el caso de California. Esto se detallará más adelante en el capítulo 2.2.

Finalmente, el consumo de energía en Brasil fue de 305.603 GWh durante el año 2000. De esto, un 41% correspondió a consumo industrial, un 27% fue residencial y un 15% aproximadamente fue consumo comercial. El resto se reparte en otras clasificaciones que estipula la legislación, como alumbrado público, consumo rural, etc.³⁷

2.1.3 Propiedad del parque generador

Como se señaló, hasta 1997 la totalidad del parque generador era de propiedad estatal o federal. A partir de entonces se han privatizado algunas generadoras destacando por su tamaño Gerasul, Tietê y Paranapanema. Sin embargo, el dominador absoluto en generación sigue siendo Eletrobrás, que mantiene el control de más del 40% de los recursos de generación. Además algunos estados del sur del país mantienen aún grandes empresas generadoras que no han podido ser privatizadas. En la tabla 2.1 se pueden apreciar como es la propiedad de las principales generadoras de Brasil.

³⁷ Fuente : Boletim Sintese 2000, SIESE

Tabla 2.1: Principales empresas generadoras de Brasil³⁸

	Capacidad hidráulica (MW)	Capacidad Térmica (MW)	Capacidad Total (MW)	% del Total del país	Propietario
ELETRONORTE	4.780	737	5.517	8%	Eletrobrás
ELETRONUCLEAR	----	1.966	1.966	3%	
CHESF	10.268	432	10.700	16%	
FURNAS	8.860	632	9.492	14%	
CESP	8.215	0	8.215	12%	Estado de Sao Paulo
EMAE	929	470	1.399	2%	Estado de Minas Gerais
CEMIG	5.563	131	5.694	8%	
COPEL	4.529	20	4.549	7%	Estado de Paraná
CEEE	917	----	917	1%	Estado Rio Grande do Sul
GERASUL	4.174	1.075	5.249	8%	Tractebel
AES TIETÉ	2.643	0	2.643	4%	AES Corp.
DUKE- Paranapanema	2.307	0	2.307	3%	Duke Energy
CDSA	658	0	658	1%	Endesa Chile
Otros	6.010	2.397	8.407	12%	---
Total	59.853	7.860	67.713	100%	

Las perspectivas de los legisladores son privatizar todas las generadoras, con excepción únicamente de Eletronuclear. Sin embargo, a partir de la venta de Eletrosul la privatización de empresas generadoras ha sido más difícil debido básicamente a problemas de derechos de agua, a la demora de las autoridades para establecer claramente el modelo de mercado que se utilizará y a la resistencia política contra la privatización³⁹. En el caso de las empresas generadoras pertenecientes a los estados, la dificultad para privatizar no ha sido menor. El caso más reciente es el de Copel, que ha pesar de ser de las empresas más atractivas que faltan por privatizar, su venta debió ser aplazada en 2001 debido a la falta de interés de los inversionistas.

2.2 Estructura del nuevo mercado

La estructura instaurada en el mercado eléctrico brasileiro pretendió adaptar los aspectos comúnmente aplicados en otras legislaciones con ciertos resguardos dadas las características del país. De esta forma, se separaron los mercados de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, instaurándose competencia en el primero y último de ellos.

³⁸ Fuente: Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE. <http://www.abrage.com.br/>

³⁹ “Brazil Risk: Energy provision”, The Economist Intelligence Unit. Sept 26, 2001

Los aspectos más importantes de la nueva estructura del mercado eléctrico brasileño son [Coop97, Pire99]:

- ? Para operar el sistema se crearon dos instituciones, el operador del sistema (Operador Nacional do Sistema Eléctrico - ONS), y el mercado mayorista de energía (Mercado Atacadista de Energía – MAE). El primero de ellos tiene la función de realizar el despacho y manejar el sistema de transmisión. Por su parte, el MAE no es propiamente una institución, sino que más bien un ambiente en el cual confluyen compradores y vendedores de energía para realizar transacciones. Ambos organismos serán explicados en detalle.
- ? Se establecieron dos tipos de consumidores, cautivos y libres. Se consideran clientes libres aquellos cuyo consumo es mayor a 3 MW y que están conectados a una línea de 69 KV o mayor. Ellos pueden elegir libremente su proveedor de energía. El resto de los consumidores son cautivos, pero a partir de 2003 el margen bajará para permitir a más clientes elegir su proveedor.
- ? Debido a la alta concentración de generación hidráulica y la consiguiente coordinación que debe existir entre una central y otra, se optó por que el sistema de despacho fuera centralizado, obligatorio y a mínimo costo, dirigido por el operador del sistema.

- ? El diseño de mercado privilegió los contratos bilaterales como una manera de proteger a los consumidores de la volatilidad inherente del precio spot de la energía. Por eso se estableció que las distribuidoras y comercializadoras debían mantener con contratos a largo plazo al menos el 85% de su demanda. De esta forma se pretende que sea la demanda por contratos de energía, más que los de precio del mercado spot, la que dé las señales de expansión del sistema.
- ? Para resolver el problema que significa el manejo del agua en cuencas en las que hay varios embalses y varias centrales y se optó por crear un mecanismo mediante el cual todos los generadores hidráulicos comparten el mismo riesgo. Este mecanismo es fundamental en el diseño del mercado y es conocido como “Mecanismo de Realocação de Energia” (MRE). Bajo él los generadores hidráulicos son remunerados por su energía firme y no por la energía efectivamente generada.
- ? Finalmente, se estableció un periodo de transición, durante el cual los consumidores firmarían contratos con los generadores. Los contratos serían por el 100% de la energía hasta finales de 2002, y a partir de entonces se reducirían en 25% cada año, llegando a ser totalmente libres a partir del año 2006.

El despacho a mínimo costo que hace el ONS se realiza considerando los posibles escenarios hidrológicos, de modo de optimizar el uso del agua en los embalses. Por su parte, el precio spot de la energía es fijado en forma ex ante en el MAE, mediante un sistema computacional que determina el costo marginal de la energía para cada período.

Los Contratos Iniciales fueron ideados para evitar un shock de precios al comenzar a operar el nuevo mercado y para permitir que las instituciones comenzaran a funcionar y tuvieran un rodaje mínimo antes de que el mercado operara plenamente [Pire99]. Actualmente los contratos cubren el 100% de la energía que requieren las distribuidoras y las comercializadoras, por lo que la influencia del precio spot de la energía no es muy relevante. De esa manera los contratos han cumplido la labor de

suavizar y retardar la transición, aunque también han influido retardando la entrada de nueva capacidad. Esto es abordado con detalle en el capítulo 2.3.4.

Para poder entender como funciona el mercado es importante primero conocer las funciones y obligaciones de las principales instituciones.

2.2.1 Mercado Mayorista de Energía (MAE)

De acuerdo a la Ley 9.648 de 1998, todas las ventas y compras de energía deben realizarse a través del MAE. Formalmente el MAE fue creado en Agosto de 1998, mediante un acuerdo entre todos los participantes. Para ser parte de este mercado es necesario cumplir con ciertas condiciones y firmar un contrato, en el que se aceptan las reglas y obligaciones de pertenecer a él. Entre otras cosas en el contrato de adhesión al MAE se establecen las condiciones para unirse, las obligaciones financieras, las reglas de operación, las condiciones bajo las que se pueden cambiar las reglas, etc.

Tienen obligación de pertenecer al MAE todos los concesionarios de permisos de generación cuya capacidad instalada sea mayor a 50 MW, todos los concesionarios de permisos de distribución o comercialización cuya consumo sea mayor a 300 GWh al año y todos los concesionarios de permisos para importar o exportar 50 MW o más. Adicionalmente, pueden unirse voluntariamente al MAE los clientes libres y los concesionarios que por sus capacidades no estén obligados a ello. Para unirse deben firmar el contrato de adhesión.

Las labores principales del MAE son;

- ? Definir los precios spot
- ? Realizar la contabilidad financiera del sistema, es decir establecer las obligaciones contraídas en la operación por los distintos participantes.
- ? Calcular y proponer las tarifas a cobrar, las que son aprobadas por la Aneel.

Como el MAE es sólo un conjunto de empresas unidas con un contrato, para lograr sus objetivos y cumplir sus labores necesita de un organismo ejecutivo. Por esta razón el 10 de Febrero de 1999 la asamblea general del MAE creó el ASMAE (Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica). ASMAE es una sociedad de derecho privado cuya labor es realizar todas las actividades requeridas del MAE, incluyendo las financieras, contables y operacionales. Todas las actividades de ASMAE son reguladas por Aneel.

Los procedimientos de ASMAE para fijar los precios están establecidos en las Reglas de Operación de MAE, documento que fue generado por los participantes y aprobado por Aneel en su versión final en Junio de 2001.

La implementación de MAE se realizaría en forma gradual, para lo que se definieron tres etapas⁴⁰ a partir de su implementación en Septiembre de 2000. En la primera etapa de implementación del MAE el precio es determinado mensualmente considerando tres niveles, para cada sub mercado del sistema brasileño. El precio que determina el MAE es fijado en forma ex ante mediante sistemas computacionales que determinan el despacho óptimo para un pronóstico de demanda preparado por el ONS y dadas las condiciones de los embalses y las probabilidades de diferentes escenarios hidrológicos. Como se trata de un período de implementación, se realizaron algunas simplificaciones, tales como calcular el precio de MAE sin considerar las restricciones de transmisión, hacerlo mensualmente y no para cada hora, que es a lo que se

⁴⁰ Aneel, Resolución 290-2000. El periodo de implementación sería desde Septiembre de 2000 hasta Enero de 2002. La primera etapa duraría hasta Septiembre de 2001, pero que fue aplazada por los problemas de escasez de energía.

pretende llegar y finalmente, no se consideró ningún tipo de oferta del lado de la demanda en el proceso de fijación de precios [Mae01].

El MAE fue pensado para valorizar las transacciones spot necesarias para balancear el sistema. De esta manera, si un consumidor consume más/menos que los que tiene contratado debe comprar/vender el resto a precio MAE y si un generador generara más/menos de lo estipulado en sus contratos debe vender/comprar el saldo en el MAE. Como la mayoría del consumo de energía estará cubierto mediante contratos bilaterales, se espera que el MAE sea un mercado de poca profundidad y que la competencia realmente se realice a través de los contratos de suministro [Barr01].

2.2.2 Operador Nacional del Sistema (ONS)

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) es una entidad de derecho privado, creada el 26 de agosto de 1998. Bajo su responsabilidad están la coordinación y el despacho de las instalaciones de generación y el manejo del sistema de transmisión de energía eléctrica en los sistemas interconectados brasileros. El ONS tomó control del sistema el 1° de Marzo de 1999.

En general el ONS es un operador del sistema como los que se han creado en otras legislaciones, cuyas responsabilidades y obligaciones han sido adecuadas a la realidad de Brasil. Las obligaciones y atribuciones principales del ONS son:

- ? Realizar la planificación y la programación de la operación. Para ellos debe despachar en forma centralizada las centrales generadoras de modo de optimizar el uso del agua y obtener el menor valor posible dado un nivel de seguridad determinado en el sistema (95%).
- ? Manejar las redes de transmisión y resolver los eventuales problemas de congestión.
- ? Garantizar libre acceso a las líneas de transmisión a todos los participantes del mercado.
- ? Proponer a la Aneel las ampliaciones en las instalaciones de la red básica de transmisión, como también refuerzos a los sistemas existentes para ser licitados o autorizado.
- ? Definir y proponer a Aneel las reglas para la operación de la red de transmisión.

El ONS tiene como miembros asociados a los agentes de generación, transmisión, distribución, importadores y exportadores de energía eléctrica, y consumidores libres; y como miembros participantes al Ministerio de Minas y Energía (MME) y los Consejos de Consumidores.

Su dirección recae sobre la Asamblea General, que está formada por todos los miembros asociados y participantes. Existen reglas específicas para la distribución de votos entre ellos. Los miembros participantes no tienen derecho a voto, pero el MME tiene el poder de veto en cuestiones específicas que estén contra las directrices y política gubernamentales para el sector. La administración del ONS está a cargo de un Consejo de Administración constituido por siete miembros representantes de la categoría de producción de energía, siete de consumo, cuatro de transporte y un representante del MME. La responsabilidad del Consejo consiste en fijar las pautas generales de los trabajos y actividades del ONS, estableciendo las líneas de actuación de la empresa.

Adicionalmente existe una Fiscalía y un Dirección Ejecutiva. La primera está formada por tres personas y sus labores son entre otras, la fiscalización de los

actos de la Administración y el conocimiento y análisis de la documentación contable, y financiera del ONS. Por su parte la Dirección Ejecutiva está formada por un director-presidente y cuatro directores, los que están a cargo de cada una de las siguientes áreas: Operaciones, Asuntos Corporativos, Planificación y Programación de Operación y Dirección de Servicios de Transmisión. Es en definitiva ésta última la unidad encargada de realizar las labores de operativas del ONS.

La magnitud y características del sistema brasileiro hacen que la operación deba ser altamente coordinada, ya que las decisiones de operación tomadas un día pueden alterar significativamente las condiciones del sistema en el futuro. La decisión de generar con agua en vez de con centrales térmicas siempre envuelve el riesgo de racionar en el futuro [Barr01]. Esto hizo que se optara por un sistema de despacho centralizado de centrales a cargo del ONS.

Para realizar el despacho el ONS recibe información provista por los generadores donde se indican sus disponibilidades de energía y de acuerdo a los datos técnicos de cada uno se realizan planificaciones de largo, mediano y de corto plazo mediante modelos matemáticos y sistemas computacionales de modo de establecer un despacho que optimice el sistema hidroeléctrico brasileiro.

Un aspecto relevante del diseño brasileiro es que el ONS, a diferencia del CDEC en Chile, no determina el precio spot de la energía, sino que como se señaló, esa labor la realiza el MAE.

En la optimización que realiza el ONS están incluidos los servicios auxiliares y los problemas de congestión en las líneas de transmisión, de modo que la optimización es global y no tiene el problema que se ha evidenciado en el modelo Californiano, donde la optimización por separado de estos tres mercados ha generado problemas de ineficiencias.

2.2.3 Instituciones reguladoras y sus roles

La autoridad del mercado de la energía en Brasil reside finalmente en el Ministerio de Minas y Energía (MME), el que ejerce sus atribuciones principalmente a través de la Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Como se señaló, la

creación de Aneel fue un hito en la legislación eléctrica brasilera, ya que por primera vez se creaba una institución independiente que se dedicara a promover el desarrollo y a fiscalizar este sector. Además de Aneel, en cada estado existen agencias estatales, con las que Aneel procura coordinarse de modo de delegar ciertas funciones.

a) Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel):

Creada por ley en 1996 (ley 9.427/96), es la agencia encargada de velar por el correcto funcionamiento de todo el mercado eléctrico brasilero, incluyendo la generación, transmisión y comercialización de la energía. Su creación obedeció a la necesidad de contar con un organismo especializado que pudiera planificar y llevar a cabo la reestructuración del sector. Además, se requería un organismo independiente en la fiscalización, ya que por mucho tiempo las instituciones estatales encargadas de la fiscalización no habían cumplido su labor debido principalmente a la falta de incentivos del estado por auto fiscalizarse [Pire99a].

La ley que le dio origen estableció que Aneel sería un cuerpo autónomo, garantizándole independencia financiera e independencia en la toma de decisiones. Aneel tiene autoridad para determinar tarifas, reglas de operación, diseño de mercado y todo tipo de asuntos técnicos relacionados con el sector. El objetivo es que sus decisiones sean tomadas con una base técnica y no política, lo que le permitiría resolver conflictos entre los participantes del sector.

Aneel es dirigida por un Director General y por un Consejo Directivo formado por cuatro personas, todos los cuales son nombrados por el Presidente del país por periodos de cuatro años, no concurrentes. Estas personas no pueden tener ningún tipo de relación comercial o civil con las empresas participantes en el mercado eléctrico. Si bien estas personas son nombradas en forma centralizada, su actuación debiera ser completamente independiente, por cuanto su remoción no es sencilla y sólo está permitido pedirle la renuncia debido a errores graves que deben ser acreditados por las cortes de justicia [Pire99a].

Las principales responsabilidades de la agencia son:

- ? Velar por que la población tenga un suministro de electricidad seguro y al mínimo costo. Realizar la planificación del sector.
- ? Implementar y desarrollar la nueva estructura del mercado eléctrico brasileiro de acuerdo a las directrices entregadas por el gobierno federal y al estudio encargado a Coopers & Lybrand.
- ? Fiscalizar y regular de modo de promover la competencia en el sector eléctrico, así como el libre acceso a las redes de transmisión. Velar por que efectivamente exista competencia y se cumplan los límites de concentración establecidos en la ley.
- ? Determinar los valores aplicables al uso de las líneas de transmisión, las tarifas a pagar por los consumidores y en general todas las tarifas fijadas por la autoridad.
- ? Crear condiciones que incentiven la inversión. Promover las licitaciones de servicios públicos destinadas a integrar capital privado en el desarrollo de los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía.
- ? Fiscalizar directamente o mediante convenios con organismos estatales, las concesiones de prestaciones de servicio relacionados con el mercado de energía eléctrica. En lo posible tratar de descentralizar las funciones y delegar en las agencias estatales.
- ? Resolver los conflictos entre los participantes del mercado y entre estos y el resto de la sociedad y fijar las multas aplicables a los concesionarios de servicios públicos.

De las responsabilidades recién descritas se puede inferir que Aneel es la principal institución reguladora en el mercado eléctrico brasileiro. Finalmente, las funciones ejecutivas están a cargo de veinte superintendentes, cada uno a cargo de una división de la agencia.

2.3 Funcionamiento del Mercado

La reforma del sector eléctrico brasileiro significó un cambio regulatorio de grandes proporciones para el país. Las autoridades, concientes de su relevancia, decidieron hacerlo controladamente de modo que las nuevas instituciones y los integrantes del mercado pudieran acostumbrarse a desenvolverse en este nuevo ambiente antes de tener que enfrentarse abiertamente a un mercado totalmente competitivo. Por esta razón, la parte más sensible de la reforma, que es el funcionamiento del mercado spot controlado por el MAE, se diseñó de modo de implementarla en etapas. Adicionalmente, se establecieron los Contratos Iniciales entre las generadoras y los consumidores, que dilataban el ingreso de la competencia por contratos de abastecimiento. Esto tiene mucho sentido y es especialmente justificado en un país como Brasil, que históricamente no ha contado con instituciones independientes cuya fiscalización de servicios públicos sea eficiente y que no posee mucha experiencia en reformas estructurales [Coop97]. Además, si se observa lo que ha sucedido en California, resulta comprensible que se pretendiera establecer el nuevo modelo en forma gradual. Sin embargo, el hecho de que el mercado se implemente en forma gradual también tiene sus contraindicaciones, que en este caso se reflejan en el hecho de que la falta de un marco permanente y la incertidumbre de cuales serán las próximas reformas, generan un ambiente de inseguridad que desincentiva la inversión. Esto será analizado en detalle más adelante.

Para entender el funcionamiento del mercado brasileiro es necesario explicar algunos aspectos relevantes del nuevo modelo, que dicen relación con la estructura de precios, el mecanismo para minimizar el riesgo hidrológico, la estructura de contratos, etc. A continuación se explican en detalle algunos de los aspectos más importantes del funcionamiento del mercado brasileiro de energía.

2.3.1 Sistema de Distribución del Riesgo (MRE)

El MRE (Mecanismo de Realocação de Energía) es central en la nueva legislación eléctrica y fue establecido por el estudio realizado por Coopers Lybrand. Su importancia es que establece que los generadores hidráulicos no serán remunerados por la energía que produzcan sino que por la energía firme que tengan.

Como se mencionó anteriormente, el sistema brasilero tiene la complejidad de ser mayoritariamente hidráulico y tener muchas centrales en cascada, por lo que la operación de una impacta en los niveles de las reservas aguas abajo. Esto significa que en la práctica al operar un sistema hidrotérmico se están transando dos *commodities*; agua y energía [Barr01], por lo que surge el problema de que hay que valorizar de alguna forma el agua para reflejar su costo en las decisiones de despacho. Si se considera una cascada como un sistema formado por una reserva de agua y una central generadora aguas abajo, se puede probar que el costo spot de la energía lo remunera correctamente, sin embargo de no existir un valor para el agua, toda la remuneración se la lleva la central y nada la reserva. Por esta razón, si el sistema es entero de una empresa no hay problemas [Psri01], sin embargo en el caso de que existan múltiples propietarios en un cauce, surgen los conflictos por el uso del agua. Adicionalmente, el hecho de que el despacho sea centralizado hace que las generadoras estén expuestas a un alto nivel de riesgo hidrológico, ya que no pueden manejar el nivel de sus embalses de acuerdo a sus contratos.

Por estas razón los legisladores resolvieron solucionar los problemas relacionados al riesgo individual asociado a las centrales hidráulicas y a la remuneración de centrales en cascada mediante el uso de un sistema que hace compartir el riesgo entre todos los participantes. Como los conflictos de interés no existirían si todas las centrales y embalses fueran poseídos por una sola empresa, se creó una especie de empresa virtual, el MRE, cuyos “accionistas” serían las centrales generadoras. Las “acciones” o participación de cada central en el MRE son conocidos como “Certificados de Energía Asegurada - CEA”, los que están determinados en mega watts medios. El CEA de cada planta es determinado por Aneel y se supone que es permanente, aunque por razones de origen políticas relacionadas con los Contratos Iniciales⁴¹, Aneel estableció valores de CEA variables entre 1998 y 2003, los que a partir de 2003 permanecerán fijos [Psri98].

Las características principales de la operación del MRE son:

⁴¹ Además, los CEA iniciales fueron sobre dimensionados, lo que tuvo una influencia importante en la crisis de energía. Para más detalle ver capítulo 2.4.3.

- ? Incluye a todas las plantas hidráulicas y las térmicas que participan en los Contratos Iniciales. La participación de las plantas térmicas en el MRE terminará en 2005, y a partir entonces ninguna planta de ese tipo será considerada para los cálculos.
- ? Bajo condiciones normales de operación a las centrales se les remunera en según su energía firme (CEA) y no según la energía que realmente generaron.
- ? Si la energía generada por las centrales participantes en MRE es mayor que la suma de las energías firme de cada planta (suma de los CEA), se genera una situación de superávit en el sistema. En este caso la remuneración extra debida al superávit es repartida en un 50% entre todos los generadores del MRE y el restante 50% entre los generadores que produjeron ese superávit (que generaron más que sus CEA). De esta manera se da un incentivo a cumplir los despachos determinados por el ONS.
- ? Si las centrales del MRE generan menos que la suma de los CEA, habrá una situación de déficit. La remuneración en esta situación es menor que su CEA. Por ejemplo, si en conjunto todos los generadores MRE generan un 93% de su energía asegurada, la remuneración de cada uno será de 0,93 por el valor de su respectivo CEA. En este caso todos los participantes en el MRE deben comprar la diferencia entre la energía reasignada (remunerada) y su CEA en el mercado spot de energía, a generadores que no estén en MRE.

El MRE es efectivo para distribuir el riesgo entre todos los participantes y para solucionar el problema de múltiples centrales en una misma cuenca, ya que los dueños de las centrales son indiferentes a las decisiones de operación del ONS. Sin embargo, también presenta características que limitan el sistema, como el hecho de que los inversionistas tienen pocos incentivos para mejorar la operación de sus centrales y el hecho de que al invertir en generación hidráulica no se pueda, para bien o para mal, elegir el riesgo que a cada inversionista le convenga [Psri98].

Finalmente, vale la pena mencionar que cuando se diseñó el mercado brasileiro, el MRE se vio como algo inevitable para manejar el complejo sistema hidráulico del país en forma transparente. Con ello se disminuiría el riesgo individual de cada generador y se podría coordinar los sistemas en cascada sin mayor problema. Sin embargo, los diseñadores del sistema lo plantearon como un mecanismo pasajero hasta que el riesgo hidrológico pudiera ser manejado en una base más comercial, de modo que los generadores pudieran tomar sus propias decisiones de generación.

2.3.2 Sistema de Precios

Por el hecho de ser un sistema mayoritariamente hidroeléctrico, el precio spot de la energía en Brasil está muy ligado al nivel de reserva de agua que tengan los embalses del país. Como se señaló anteriormente, es el ONS el que realiza el despacho, considerando un pronóstico de la demanda, las restricciones de la red de transmisión y las condiciones de los embalses y de todos los generadores. Por otra parte, es el MAE el que determina el precio spot de la energía, considerando la misma información que el ONS, pero obviando las restricciones de transmisión, tal como se señala en el capítulo 2.2.1. Esta característica de la fijación de precios es curiosa, porque lo normal es que el organismo que realiza el despacho determine el precio spot de la energía para cada instante, pero como en Brasil se quería contar con un precio ex ante, se optó por la otra solución. En el capítulo 2.5.2 se comenta en detalle este aspecto.

El nuevo modelo estableció que el precio mayorista sería libre. Los contratos, si bien deben ser aprobados por Aneel, pueden establecer los precios que las partes estimen convenientes⁴².

⁴² Este no es el caso de los Contratos Iniciales, los que tienen un precio de suministro establecido por Aneel. A partir de 2003, se empezarán a establecer contratos entre generadores y distribuidoras cuyo precio será libre.

Por su parte el precio que pagan los clientes regulados es fijado anualmente por Aneel mediante una fórmula que refleja el costo de la energía contratada por las distribuidoras. Esta fórmula compara el costo de la energía que pagan las distribuidoras con respecto a un valor determinado anualmente por Aneel, llamado Valor Normativo (VN) y establece rangos según la similitud del costo de la energía y el VN. De esta forma, las distribuidoras pueden traspasar el costo de la energía a los consumidores en un rango aproximado de 95% a 105% del VN. El VN definido para un contrato es mantenido durante toda su duración y reajustado anualmente según inflación, variación de los precios de combustibles y variación cambiaria, de acuerdo a una fórmula establecida por Aneel⁴³.

De esta manera, las distribuidoras compran en un mercado desregulado y venden en uno regulado, tal como en el mercado de California. Es cierto que en el caso brasileiro existe una relación entre el precio que compra una generadora y el precio que vende, ya que el precio de venta es fijado de acuerdo a sus contratos, sin embargo, el precio máximo que puede tener un contrato no puede ser mayor a 105% el valor del VN. Esto es comentado en mayor detalle en el capítulo 2.5.2.

Por otra parte, las tarifas aplicables a los servicios de transmisión y distribución son fijadas anualmente por Aneel. Brasil adoptó un esquema nodal de tarifas de transmisión, que establece que las cargas y los generadores compartirán el costo de la transmisión en un 50% aproximadamente. El cargo por transmisión será calculado anualmente de acuerdo a la ubicación del generador y a la potencia máxima anual de la carga y cubrirán todos los costos de transmisión. No dependerán del despacho físico del generador ni de sus contratos [Psri98, Pire99]. Adicionalmente, las empresas distribuidoras que están relacionadas con generadores a través de los Contratos Iniciales pagan tarifas iguales fijas, más un cargo aplicable a la demanda de cada empresa. Este esquema durará hasta el fin de los Contratos Iniciales y de ahí en adelante continuarán con el esquema mencionado.

⁴³ Ver Nota de Esclarecimento Sobre a Resolução Aneel n°22/2001, Valor Normativo, 06/02/2001

Finalmente, las tarifas aplicables al servicio de distribución de energía son calculadas anualmente por Aneel. El esquema de tarifas se basa en el costo de servicio, el que es reajustado según las variaciones cambiarias, inflación y un factor de eficiencia, que permite traspasar a los clientes las ganancias de productividad. La regulación en este aspecto es compleja debido básicamente a la falta de información para establecer los valores exactos del costo de los servicios y en general el desarrollo del marco regulatorio en este aspecto está más atrasado que el resto [Pire99].

2.3.3 Esquemas de Contratos

Al igual que en California, en Brasil se estableció una estructura en la cual los contratos bilaterales son fundamentales. Todos los contratos en el mercado brasilero son de carácter financiero, ya que el despacho no es manejado por cada generador, y sirven para cubrirse ante las variaciones que tienen los precios spot.

Dada la alta concentración de generación hidráulica que existe en Brasil, se espera que los precios spot tengan poca volatilidad de corto plazo, pero mucha volatilidad en el mediano plazo [Barro01]. La razón es que los sistemas hidráulicos, a diferencia de los térmicos, tienen la capacidad de transferir energía desde períodos de baja demanda a períodos de alta demanda. Sin embargo, en el mediano plazo los sistemas hidráulicos se ven afectados por las condiciones hidrológicas, que si bien no son completamente negativas muy seguido, pueden llevar a los precios spot a niveles muy altos. Dada esta extrema volatilidad en los precios spot, los contratos bilaterales son fundamentales en el nuevo modelo brasilero y se pretende que sean los que guíen la inversión en generación [Barr01]. Por esa razón se estableció que las empresas distribuidoras debían tener al menos el 85% de su consumo asegurado bajo contratos bilaterales, los que son aprobados por Aneel. Con ello se contribuye a que los nuevos proyectos de generación tengan un respaldo financiero y se logre un mejor nivel de seguridad en el sistema. Adicionalmente, como una forma de evitar los contratos puramente especulativos y asegurar la confiabilidad del sistema, se exige que cada contrato esté respaldado por capacidad física de generación o por un CEA, en el caso de las plantas hidráulicas.

2.3.4 Contratos Iniciales

Como se ha mencionado, los Contratos iniciales fueron establecidos para hacer que el cambio del esquema antiguo al nuevo fuera suave y no se produjeran shocks de precios. En cierta forma se prefirió retrasar la introducción de competencia en beneficio de que los actores y las instituciones del nuevo mercado pudieran acostumbrarse a su funcionamiento [Pire99].

Los Contratos Iniciales comenzaron su vigencia en 1999 y cubren el 100% del consumo de las distribuidoras hasta finales de 2002. En la figura 2.1 se puede apreciar la cobertura de los contratos iniciales. De esa forma, a partir de 2006, el mercado de contratos que firman las distribuidoras y comercializadoras de energía será completamente libre, aunque con la supervisión de Aneel.

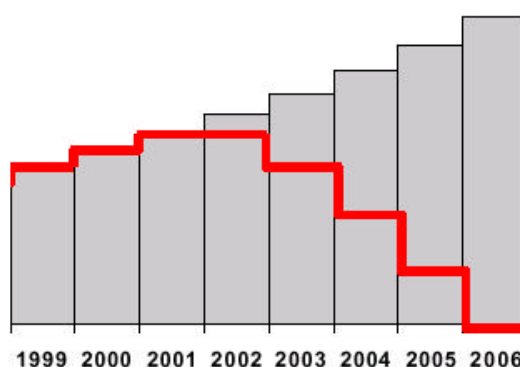


Figura 2.1: Cobertura de los Contratos Iniciales en Brasil⁴⁴

Los efectos de los Contratos Iniciales son diversos. Por una parte, cumplen con el objetivo de suavizar la introducción del nuevo modelo, permiten asegurar una utilidad mínima a las empresas generadoras privatizadas y recuperar los costos hundidos de las centrales nucleares que no serán privatizadas. Por otra parte, restringen la competencia en generación sólo a los nuevos consumos que surjan en el mercado brasileiro. En la práctica, mientras los Contratos Iniciales cubran el 100%

⁴⁴ Fuente: PSR Consultoría, www.psr-inc.com

de la demanda, no es esperable que surjan nuevos proyectos de generación, ya que las distribuidoras acaparan sobre el 90% del consumo de Brasil⁴⁵. Por esta razón, no es tan extraño que no se hayan concretado inversiones en generación por parte de inversionistas privados. En el capítulo 2.4.3. a) se comenta en mayor detalle el efecto de los contratos iniciales en la actual crisis de abastecimiento.

2.3.5 Señales de Expansión

Una de las razones de reformar el mercado eléctrico fue la incapacidad financiera del gobierno federal para hacer frente a las inversiones que el sector requería. Por esta razón se legisló de modo que fuera el sector privado el que financiara y operara las inversiones que el país requería. Sin embargo, la mayor parte de la generación sigue en poder del estado y debido a una serie de razones que serán detalladas más adelante, la inversión privada no ha sido la esperada.

En el modelo anterior, la labor de planificación de las inversiones recaía en Eletrobrás, la que a través del Grupo de Planificación generaba un Plan Decenal (PD) de inversiones. El PD era el instrumento principal de planificación, ya que contenía un programa de 10 años, que se actualizaba anualmente. A partir de 1999, esta labor recayó en una nueva agencia creada por el MME y dependiente del mismo ministerio, el Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, (CCPE), que tiene por labor realizar la planificación de la generación y transmisión necesaria para abastecer el mercado brasileiro. Para ello debe realizar un PD indicativo de expansión de generación. En cuanto a la transmisión, la planificación realizada por el CCPE es de carácter determinativa, es decir la empresa estatal a cargo de las líneas debe construir las línea que el CCPE considera necesarias para mantener la seguridad del sistema. Las planificaciones de transmisión de más largo plazo son indicativas.

⁴⁵ El año 2000 las distribuidoras vendieron 275.627 GWh de los 305.603 GWh consumidos en todo el país. (ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica)

La planificación se realiza considerando la capacidad actual de generación y un pronóstico de la demanda. Para simular el mercado en los años siguientes se realizan estimaciones con una serie histórica de 70 hidrologías, correspondientes a los 70 últimos años. De esta manera se planifica la construcción de centrales que mantengan un nivel de seguridad de abastecimiento de 95%.

A partir de la reforma del sector, el rol de inversionista ya no recae en Eletrobrás, sino que en consorcios privados. Como se señaló, los diseñadores del mercado eléctrico brasileiro establecieron que debía ser la demanda por contratos de abastecimiento lo que debía guiar la expansión del sistema, es decir se pretende que el mercado vaya dando las señales por sí sólo. No obstante, Aneel ha llamado a una serie de licitaciones de capacidad de generación con el objetivo de superar la situación de desabastecimiento actual. Esta planificación de corto plazo es determinativa y ha suscitado críticas, por cuanto los llamados a licitación han sido hechos en forma abrupta y sin todos los estudios técnicos y económicos que los avalen [Cash01].

2.3.6 Mercado de Servicios Auxiliares

La primera etapa de implementación del actual marco regulatorio no consideró un mercado especial para servicios auxiliares. Es el ONS el que realiza el despacho en forma centralizada y administra los servicios auxiliares que se requieren para mantener la seguridad del sistema. Los costos de estos servicios son incluidos en el costo total de la energía y se cobran a todos los consumidores por igual.

2.3.7 Manejo de Congestión

El ONS es el encargado de realizar el manejo de la congestión en las líneas. Como se señaló, se crearon cuatro zonas para efectos de tarificación, por lo que en forma implícita se supuso que no existe congestión dentro de cada zona.

Tal como señala Ruff (2000), el sistema brasileiro es suficientemente grande y complejo como para ser simplificado en cuatro o en catorce zonas de precios. Esta simplificación tarde o temprano causará problemas como los que se han generado en California, ya que la congestión no se está cuantificando correctamente. Si bien no es tan grave como en California, donde esto se sumaba a que los

generadores podían ofertar su energía tomando ventaja de las limitaciones en la valorización de la congestión, en Brasil no se están dando los incentivos adecuados para que las cargas se ubiquen en lugares en que se minimice la congestión de las líneas. Por el contrario, lo esperable es que las cargas se localicen bajo otros parámetros, que generalmente serán comunes, por lo que lo más probable es que las líneas terminen congestionándose.

2.3.8 Límites de Concentración de Propiedad

La nueva legislación estableció niveles máximos de concentración de propiedad para lograr que los mercados de generación y distribución fueran profundos y evitar que se dieran prácticas monopólicas.

Las restricciones a la concentración de propiedad son las que se señalan a continuación [Pire99]:

- ? No está permitido que ningún participante del mercado tenga más del 20% de la capacidad instalada del país. Tampoco se puede poseer sobre el 25% de la capacidad instalada en la región S/SE/CO ni el 30% de la capacidad instalada en la región N/NE.
- ? No está permitido tener más del 20% del sistema de distribución a nivel nacional ni, análogamente, el 25% o el 35% de los sistemas de las regiones S/SE/CO y N/NE respectivamente.
- ? No está permitido tener participación en generación y transmisión cuya suma aritmética a nivel nacional sea mayor a 30%.

Finalmente, cuando terminen los Contratos Iniciales, la energía vendida por las compañías distribuidoras que es comprada a empresas relacionadas o auto generada quedará limitada en un 30% del requerimiento anual de sus consumidores cautivos.

2.4 Crisis de abastecimiento

La implementación de la nueva estructura del mercado eléctrico brasileiro ha sido lenta y poco estructurada. El hecho de que se hayan privatizado empresas antes de tener el marco establecido da una idea de la forma en que el proceso se ha llevado a cabo. La transición de un modelo a otro es tan poco clara que resulta difícil identificar el momento en que comienza a operar la nueva estructura. Se puede decir que el nuevo modelo comenzó a funcionar cuando el ONS tomó el control sobre el sistema en Marzo de 1999, aún cuando el MAE se implementó en Septiembre de 2000, aunque sus reglas finales de operación no estuvieron aprobadas por Aneel sino hasta Junio de 2001.

Como se ha señalado, la implementación del MAE, institución central en el nuevo modelo, fue prevista en tres etapas. La primera duraría hasta mediados de 2001 y en ella se comenzaría con la operación más básica, es decir generaría precios mensuales en una base ex ante al despacho. La segunda etapa sería hasta Enero de 2002 y en ella se comenzaría a generar precios spot semanalmente en forma ex ante y ex post al despacho. Finalmente la tercera etapa significaría generar precios con una frecuencia horaria en ambas bases. Como se puede ver, la complejidad de las labores del MAE iría aumentando y por esa razón se pretendió hacerlo en forma progresiva. Sin embargo, este proceso se vio truncado por la situación crítica de abastecimiento que comenzó a vivir Brasil a partir de Junio de 2001.

2.4.1 Desempeño del mercado

Un punto fundamental a tener presente al analizar el desempeño del nuevo mercado eléctrico brasileiro es que la forma en que está operando el mercado actualmente está lejos de ser la forma en que se ha planeado que opere en el largo plazo. El modelo está en período de implementación y la prueba más clara de ello son los Contratos Iniciales.

El ONS comenzó a operar el 1 de Marzo de 1999, y desde ese momento ha ido progresivamente tomando las labores que anteriormente realizaba el Grupo Coordinador de Operaciones Interconectadas, el que realizaba el despacho en el antiguo modelo. En la actualidad el ONS está a cargo de todo el despacho y de las

funciones anteriormente detalladas. La operación del ONS ha sido normal. En general ha cumplido satisfactoriamente las labores que se le encomiendan en cuanto a la operación del sistema, pero se le ha criticado una aparente falta de coordinación con la Aneel y el MME en cuanto al traspaso de información relacionada a la situación de abastecimiento de energía [Cash01].

Bajo el formato de los Contratos Iniciales establecidos por Aneel, las distribuidoras tienen contratado el 100% de su consumo de energía hasta finales del año 2002. De esa manera, la función actual del MAE se limita a cuantificar la energía que queda fuera de esos contratos, que como es esperable es bastante poca, por lo que su influencia en la estructura actual no es muy importante, como tampoco lo es directamente en la actual crisis de abastecimiento. A pesar de que sus labores son limitadas, el desempeño del MAE no ha sido satisfactorio, ya que no ha podido organizarse de modo de contabilizar adecuadamente los traspasos de energía entre los agentes del mercado. De este modo, no se han generado los pagos correspondientes, por lo que en forma similar que en Chile, los generadores deficitarios no enfrentan incentivos reales para instalar generación adicional.

Hasta marzo de 2001 la situación energética en Brasil era normal, o por lo menos esa era la percepción que tenían los consumidores. Sin embargo, en ese mes comenzaron a surgir voces de alarma⁴⁶ que indicaban que la situación de abastecimiento podía tornarse crítica y hacer peligrar el crecimiento del país. Por su parte las instituciones encargadas del sector eléctrico sabían desde principios de 1999 que el riesgo de desabastecimiento sería mayor que lo normal y que el abastecimiento dependería de las lluvias del verano de 2001, las que estuvieron bajo lo normal en gran parte del país. Esto se analiza en el capítulo 2.4.2.

⁴⁶ “Economists of BNDES warn for risks of lack of energy”. *Gazeta Mercantil*, March 28, 2001.

2.4.2 Racionamiento de Energía

La situación de escasez de energía se comenzó a hacer más evidente al terminar la temporada de lluvias 2000-01. Si bien la pluviometría de la región Sur fue normal, en las regiones Sudeste/Centro-Oeste y Nordeste, las lluvias estuvieron muy por debajo de un año normal⁴⁷, con el resultado de que al comenzar la temporada seca de 2001, el nivel de los embalses en estas dos regiones era cercano al 30% de la capacidad total, lo que significa que bajo condiciones normales no alcanza para cubrir toda la demanda del mercado eléctrico brasileiro.

El 22 de Mayo de 2001, el gobierno decretó la creación de la Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), con lo que reconoció por primera vez la gravedad de la situación. Este organismo quedó encargado de coordinar las medidas necesarias para lograr superar el problema. Para ello la CGE diseñó un mecanismo de racionamiento que apuntaba a lograr una reducción promedio de 20% del consumo de energía durante el período seco del año. Se separó a los consumidores en dos grupos, el grupo A, básicamente formado por los consumos industriales y comerciales con empalme de tensión mayor a 2,3 KV, y el grupo B, formado por consumidores residenciales, comercio y pequeñas industrias con empalmes de tensión menor a 2,3 KV.

El racionamiento comenzó el 1 de Junio de 2001, y obliga a los consumidores del grupo A a disminuir su consumo entre 15% y 25% dependiendo de la industria, y los del grupo B a bajarlo en un 20%. La primera etapa del racionamiento fue hasta el 30 de Noviembre. A partir de entonces el objetivo de reducción se rebajó a 12% para consumidores residenciales. A partir de Enero de 2002 el objetivo se redujo a 10% por parejo. Finalmente, gracias a un verano especialmente lluvioso, los embalses se recuperaron lo que llevó a las autoridades a terminar el racionamiento a partir de Marzo de 2002. Sin embargo, esto no quiere decir que el problema se haya solucionado, ya que el abastecimiento del país continua

⁴⁷ “Brazil Risk: Energy provision”, The Economist Intelligence Unit Limited. Sept 26, 2001

siendo muy frágil, de hecho hay analistas que argumentan que el gobierno se apresuró en terminar el racionamiento.

El plan de racionamiento fue en base a multas y cortes individuales de energía para los consumidores, tanto residenciales como industriales, que no cumplieran las metas de ahorro de energía fijadas por el Gobierno. Además incluyó incentivos para aquellos consumidores que disminuyeran su demanda en una cantidad mayor a la exigida. Los consumidores del grupo A con demanda contratada mayor a 2,5 MW que disminuyeran su demanda en una cantidad mayor que la decretada, podrían transar sus excedentes con otras empresas o bien en un mercado especial creado por MAE. Por su parte, los consumidores del grupo B que consumieran menos que la meta de racionamiento respectiva recibirían un bono de descuento aplicable a las próximas cuentas y que sería financiado con las multas aplicables a los consumidores que se sobrepasaran del consumo establecido. Cabe notar que en la práctica este sistema de incentivos no se aplicó.

Según las autoridades, el resultado del programa de racionamiento fue satisfactorio. En las regiones Norte y Sudeste/Centro-Oeste la reducción fue de aproximadamente 22.5%. Sin embargo, en la región Nordeste el ahorro fue insuficiente, llegando sólo a 8%. Por esta razón el 22 de Octubre se comenzó en esa región el llamado “Plan B”, que consistió, en establecer los viernes como feriados. Esta medida ha provocó gran descontento en la población y duró hasta finales de Noviembre.⁴⁸

Al inicio del racionamiento, el CGE determinó que el precio al que el MAE debía valorizar la energía transada entre agentes en las regiones afectadas por el decreto, debía ser el costo de déficit de la energía que en ese momento regía. Por su parte, en las regiones no afectadas por las medidas de racionamiento, el precio tendría que ser calculado semanalmente por ASMAE de acuerdo a reglas que consideran los costos marginales de las centrales que dan la punta, el despacho de las unidades

⁴⁸ “Brazil’s Energy Crisis Sets Regional Pique”, The New York Times, November 4, 2001.

termoeléctricas y las condiciones de transferencia de energía entre los submercados⁴⁹. Por esta razón, el precio mayorista de la energía fue fijado en 684 R\$/MWh en todas las regiones exceptuando a la región Sur, donde el precio ha variado de acuerdo al generador que da la punta. Vale la pena mencionar que el precio promedio de la energía desde que operaba el MAE había sido de aproximadamente 164 R\$/MWh. Posteriormente, a partir del 22 de Septiembre los precios fueron modificados⁵⁰, según el gobierno para reflejar las condiciones de ese momento, con lo que quedó en evidencia que los precios eran fijados con criterios puramente políticos, ya que no había razones técnicas que explicaran una baja de los precios mayoristas en la situación de racionamiento. De esa forma quedaron en 336 R\$/MWh en las regiones Norte y Sudeste/Centro-Oeste, y en 562,15 R\$/MWh en la región Nordeste. En la región Sur el precio continuó siendo fijado semanalmente de acuerdo a las condiciones del mercado. Sin embargo, estos precios en nada afectan el consumo, ya que sólo son aplicables a las transacciones spot entre generadores.

Adicionalmente a la fijación de precio, al MAE le fue encargada la labor de implementar el mencionado ambiente en el que se pudieran transferir los excedentes de energía que se produjeran gracias a los ahorros. La idea de esto es asignar eficientemente la energía que está siendo ahorrada. Este mercado logró funcionar, pero al igual que en el resto de sus funciones, el MAE no se organizó para contabilizar adecuadamente las obligaciones, por lo que éstas están aun pendientes. Si bien los volúmenes que se transaron no son muy elevados, sirvió para incentivar el ahorro de energía. Lo máximo que se ha transó en este mercado en un día fueron 2,8 GWh, siendo que el consumo promedio diario de Brasil es de 820 GWh aproximadamente.

⁴⁹ Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, Resolução N°12, 1° de Junho de 2001

⁵⁰ Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, Resolução N°49, 20 de Setembro de 2001

Desde que comenzó a operar la CGE, la estructura del mercado brasilero se ha desordenado completamente, ya que esta institución tiene poder para dictar decretos, los que en muchas ocasiones, sino en todas, caen en la jurisdicción de Aneel. Si bien la actuación de la CGE ha sido correcta, su creación y la actuación del gobierno han generado la opinión de que el país no tiene un modelo coherente de desarrollo del sector eléctrico y la confianza en las instituciones relevantes del nuevo modelo se ha visto debilitada⁵¹. Por otra parte, el 30 de Agosto el gobierno federal creó la Compañía Brasileira de Energía de Emergencia (CBEE), que dependerá del MME y tendrá por labor comprar y vender energía de modo de cumplir las metas de los planes de emergencia del gobierno. No se especificó cuanta energía ni en que circunstancias se transaría.⁵² La creación de esta empresa, que desaparecerá en el año 2006, hace surgir más dudas sobre cual será la estructura del mercado brasilero, ya que las medidas tomadas para solucionar el problema privilegian intereses de corto plazo más que soluciones permanentes. Además, las atribuciones de esta empresa se superponen con algunas atribuciones del MAE, lo que hace que el escenario futuro sea aun más incierto.

Finalmente, Aneel se ha dedicado a licitar capacidad de generación y a tratar de solucionar los problemas que frenan a los inversionistas, principalmente relacionados con el riesgo cambiario y con la incertidumbre del modelo. Sin embargo, la entrada de nuevos capitales ha sido más lenta de lo esperado y es muy posible que el 2002 se deba repetir el racionamiento si la hidrología de los meses del verano no es muy favorable..

2.4.3 Causas del Déficit de Energía

La crisis que ha sufrido Brasil tiene una diferencia fundamental con la de California. En Brasil hay un déficit de energía, mientras que en California el déficit era básicamente de potencia. En rigor en Brasil podrían abastecer toda la demanda, pero

⁵¹ “Regulatory Model Doubts”, *Gazeta Mercantil*, October 15, 2001.

⁵² “New Energy Firm Created”, *Gazeta Mercantil*, September 3, 2001.

el problema es que de hacerlo la energía se acabaría rápidamente, lo que sería más grave aún. El gobierno brasilero no ha dudado en culpar a la falta de lluvias como el causante de la escasez de energía en el país, mientras otros culpan a la privatización y a la nueva estructura. Es cierto que la sequía que sufrieron algunas partes del país fue severa, sin embargo, las desfavorables condiciones hidrológicas, por si solas, no explican la severidad del déficit de energía [Cash01]. Si bien la falta de lluvia es el causante directo de la escasez, hay causas más profundas que gatillaron el problema.

El 23 de Mayo de 2001 se creó por decreto presidencial la Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASH), a la que se le encomendó realizar en un plazo de 60 días un estudio que identificara las causas estructurales y coyunturales del desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía en Brasil. Esta comisión realizó un informe en el que se identifican y analizan una serie de situaciones que según sus autores llevaron a la situación crítica de abastecimiento. Existe un grado de consenso en distinguir las siguientes causas del déficit de energía en Brasil; falta de inversión en capacidad de generación, falta de articulación entre las reformas de sector energético, falta de un marco regulatorio estable que incentive la inversión, ineficacia de la autoridad para planificar y contrarrestar la situación, déficit hidrológico, y finalmente falta de inversión en capacidad de transmisión.

A continuación se analizarán algunas de las causas que han resultado determinantes de la profundidad de la actual crisis de abastecimiento:

a) Falta de inversión en capacidad de generación:

A pesar de que el déficit es de energía y no de potencia, es evidente que existe un problema de baja inversión en generación, que se arrastra desde hace dos décadas. Entre 1981-1990 la demanda creció en promedio 5,9% anual y la capacidad instalada lo hizo en 4,8%. Por su parte, entre 1991-2000, la demanda por electricidad creció en promedio 4,1% cada año, mientras la capacidad instalada lo hacía en sólo 3,3% [Giam01]. De esta manera el desbalance entre demanda e inversión llevó a que el riesgo de déficit en los años 2000 y 2001 estuviera muy por sobre el 5% aceptable, tal como se muestra en el punto c) de este capítulo.

Sin duda la falta de inversión es la principal causa directa del déficit actual, aunque más que una causa, esto es el reflejo de una serie de circunstancias que han contribuido a que la inversión no haya sido la necesaria. La incapacidad financiera del estado brasilero para solventar el nivel de inversiones requerido fue lo que llevó a privatizar y reestructurar el mercado, sin embargo, la privatización ha sido parcial. En la actualidad sólo el 20% de la generación está en manos privadas, por lo que difícilmente se puede pretender que sea la iniciativa privada la que haga las inversiones necesarias en generación. En Brasil se dio la particularidad de que la reestructuración y la privatización de empresas han ido en paralelo, lo que ha restado atractivo a las privatizaciones, sobre todo en el sector de generación, ya que los inversionistas exigen saber cual va a ser ambiente en el que van a competir antes de realizar las inversiones. La forma en que se ha llevado el proceso ha aumentado el riesgo de invertir en generación [Giam01]. Además del riesgo asociado a la prolongada reestructuración del mercado, hay otros aspectos que han resultado relevantes para configurar la situación de déficit de inversión en capacidad.

i) Atraso en construcciones

El efecto agregado del atraso en construcciones de centrales que debían haber sido terminadas para el período 1998-2001, suma 22.000 GWh, lo que representa un 15% de la capacidad de almacenamiento de las regiones Sudeste/Centro-Oeste y Nordeste. En caso de no haberse atrasado, el nivel de almacenamiento en estas regiones a fines de Abril de 2001 habría sido equivalente a que los embalses actuales tuvieran en esa fecha un 47% de capacidad, respecto al 32% verificado.

Por otra parte, el Plan Decenal (PD) de expansión 1998-2007⁵³ preveía la construcción de centrales esenciales para compensar el desajuste entre inversión y demanda que se había producido desde inicios de la década de 1990. Estas construcciones no se llevaron a cabo, lo que resultó en que alrededor de 40.000 GWh de energía no fueron agregadas al sistema, lo que representa un 26% de la capacidad

⁵³ Ver punto c) de esta misma sección.

de almacenamiento de las regiones Sudeste/Centro-Oeste y Nordeste. Si el plan se hubiera seguido el nivel de almacenamiento a finales de Abril habría pasado de 32% a 58%. Si se hubiera cumplido el PD y se hubieran terminado a tiempo las construcciones, el nivel de almacenamiento habría llegado a 73%, con lo que el racionamiento no habría sido necesario [Cash01].

ii) Riesgos cambiarios

Uno de los aspectos más problemáticos relacionados con las licitaciones que ha realizado Aneel para asegurar la construcción de centrales termoeléctricas es la inestabilidad de la moneda brasilera. El gas natural que se usaría en esas concesiones proviene de Bolivia y es transado en dólares. La energía generada en Brasil es vendida en reales, y el precio de venta no refleja fielmente las variaciones cambiarias, por lo que las generadoras térmicas están expuestas a un alto riesgo asociado a la depreciación de la moneda brasilera. Esto es aun más relevante después de la devaluación sufrida por el real en 1999. En el año 2001 ésta fue cercana al 20% de su valor. Adicionalmente, el precio del gas natural es ajustado mensualmente, mientras el VN se calcula anualmente, por lo que los generadores deben asumir el costo de una eventual alza. Esto dificulta que los generadores térmicos y las compañías distribuidoras firmen contratos.

Para mitigar este problema, se estableció que las empresas adjuntas al Programa Prioritario de Termoeléctricas (PPT)⁵⁴ serán cubiertas del riesgo cambiario relacionado a la variación del precio del gas boliviano por Petrobrás.

iii) Efecto de los Contratos Iniciales

Como se mencionó, la ley estipula que los contratos deben estar respaldados por capacidad física para servirlos o bien por los respectivos CEA. Al establecerse los Contratos Iniciales, Aneel dio los CEA correspondientes, pero ha quedado a la vista que las capacidades ahí estipuladas fueron sobre estimadas, ya que de lo contrario las generadoras debieran tener capacidad suficiente para cumplir sus

⁵⁴ Ver punto c) de esta misma sección.

contratos. Por su parte, las distribuidoras no tuvieron ningún incentivo para promover la expansión del sistema, ya que contaban con un suministro asegurado por el 100% de su consumo. Esto representa una de las causas fundamentales de la falta de interés privado en la construcción de centrales de generación, ya que por el hecho de estar aproximadamente el 90% del mercado cubierto por contratos, el margen que quedaba para competir mientras esos contratos durasen era muy poco tentativo. Los nuevos generadores quedarían relegados a competir por las nuevas cargas que entraran a consumir al sistema.

Cuando se diseñó el sistema de Contratos Iniciales y se supuso que las compañías generadoras serían capaces de abastecer a las distribuidoras, se sobredimensionó la capacidad de generación existente, con lo que se le indicó tácitamente al mercado que no serían necesarias grandes inversiones en generación hasta que los Contratos Iniciales fueran perdiendo importancia.

b) Legislación incompleta e insuficiente

Existe consenso entre los analistas y las autoridades brasileñas en que el actual modelo está incompleto. El problema es que el modelo no ha sido desarrollado en forma clara y sistemática [Rodr01] de modo que entregue los incentivos necesarios para que los inversionistas privados se decidan definitivamente a ingresar al mercado. Adicionalmente, no ha existido articulación entre las reformas del sector energético del país. La reestructuración eléctrica debería haber sido planeada en conjunto con la reforma al mercado de gas natural y del petróleo, ya que todos ellos están íntimamente ligados. Sin embargo, no ha existido unidad de criterios y los procesos han sido llevados por distintas agencias, con lo que los resultados han sido bastante negativos, siendo el aspecto del suministro de gas natural una de las piedras de tope para el desarrollo de nuevas centrales termoeléctricas [Giam01].

Por otra parte, hay una serie de aspectos del nuevo modelo que aún no han sido definidos. Como el mercado comenzará a operar realmente cuando terminen los Contratos Iniciales, esas indefiniciones no son determinantes en este momento, pero sin duda generan inseguridad para invertir. Dentro de los aspectos que todavía no están claros destacan la forma en que se solucionará el riesgo cambiario de las generadoras térmicas, el futuro de cerca del 80% de la capacidad de generación que

debe ser privatizada, cómo se realizará la expansión de la red de transmisión, aspectos de cambiarán a partir de las próximas etapas de implementación de sistema, etc.

En cierta forma el mercado brasileiro ha quedado en tierra de nadie, no es el gobierno el que va a invertir, porque no tiene recursos y porque esa fue la razón para reformarlo y, por otro lado, las empresas no tienen los incentivos ni los resguardos y seguridades que el modelo debiera entregar para invertir con tranquilidad sus recursos. Por esta razón, no sería justo culpar al modelo en si o a sus instituciones de ser un causante directo de la actual crisis de abastecimiento ya que su actuación ha sido limitada en el tiempo que llevan operando, sin embargo, la sensación de que existe una legislación incompleta y poco estable sin duda es un factor que aleja a los inversionistas y es una de las causas del actual problema de falta de inversión..

c) Ineficacia de la autoridad para planificar y contrarrestar la situación

La planificación decenal que realizaba el grupo de planificación dependiente de Eletrobrás y que actualmente le corresponde realizar al CCPE propone la construcción de centrales de modo de mantener el riesgo de desabastecimiento en un 5%. Es decir, simulando el sistema con la serie de 70 últimas hidrologías la capacidad existente debe asegurar que al menos en el 95% de los posibles escenarios no se producirá racionamiento.

Basado en un pronóstico de crecimiento de la demanda de 4,7% en los próximos diez años, en plan decenal de 1999 (PD99) se indicó que la capacidad debía llegar a ser 104.666 MW en 2008, lo que representaba un aumento de 71% respecto de los 61.219 MW que habían en 1998. Sin embargo, aún si el PD99 era cumplido estrictamente, se pronosticaba un riesgo mayor a 5% en varias regiones desde 1999 a 2001. En la tabla 2.2 se puede apreciar el riesgo de déficit de energía para estos años.

Tabla 2.2: Riesgo de déficit de energía en Brasil 1999-2008

Año	Sur	Sureste / Centro oeste	Norte	Nordeste
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4	6,4	4	4,7
2002	2,1	3	3	2,9
2003	0,9	1,5	2	2
2004	1,1	1,6	2,1	2
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2
2007	0,8	1,1	2,1	2,9
2008	0,9	1,6	2,6	4,1

Como se ve en la tabla 2.2, el riesgo de desabastecimiento pronosticado para los años 1999 y 2000 eran cercanos a 10%. Es decir, aún si se hacían todas las inversiones programadas, había una probabilidad cierta de que ocurriera un racionamiento de energía. Posteriormente, en Noviembre de 1999 se realizaron simulaciones con las condiciones del momento, dando como resultado que la probabilidad de déficit era de 14% [Cash01].

El MME tenía conciencia de la gravedad de la situación desde comienzos de 1999 y por esa razón elaboró una serie de planes para aumentar la capacidad de generación. En particular destacan cuatro planes que comenzaron a gestarse desde mediados de 1999. El Plan de Generación de Emergencia comenzó a mediados de 1999 debido al atraso de la central Angra II y consistía en la contratación de generación de emergencia que respaldara el sistema. En Febrero de 2000 se creó el Programa Prioritario de Termoeléctricas (PPT), que consistió en la identificación de 49 proyectos de generación termoeléctrica que debían ser construidos antes de 2003. El Programa de Emergencia de Termoeléctricas nunca fue oficializado, ya que consistía en la parte más urgente del PPT, con un trato especial de 15 proyectos [Cash01]. Finalmente, el Programa de Licitación de Capacidad fue creado por Aneel a finales del año 2000 y establece los criterios y directrices para licitar en forma competitiva 2500 MW de capacidad necesaria para restablecer el sistema.

El factor común entre estas cuatro iniciativas fue que ninguna de ellas se concretó. Todas han terminado sin cumplir su objetivo por una mezcla de problemas

políticos, de coordinación entre las agencia y ministerios, y de ineficacia para llevarlos a cabo [Cash01]. Esto es doblemente grave, ya que no se ha agregado capacidad significativa al sistema y por otra parte, hace que la confianza en las instituciones y en quienes las dirigen se vea afectada, lo que hace más difícil que cualquier otra iniciativa en el futuro sea exitosa y cuente con la confianza del sector privado.

d) Situación hidrológica

Del capítulo anterior se puede apreciar que la situación era crítica el año 1999. Si el año 2000 se hubiese dado una pluviometría como la que se dio el año 2001, habría habido un racionamiento más severo que el actual. Afortunadamente, la pluviometría de los años 1999 y 2000, fue suficiente para permitir pasarlos sin que se necesitara racionar energía. Sin embargo, no permitió que el nivel de los embalses de gran parte del país se recuperara, con lo que se dio que desde 1997 el nivel de reserva de agua del país al comenzar la temporada seca (Mayo - Octubre) fue cada año menor que el anterior, tal como se puede apreciar en la figura 2.2.

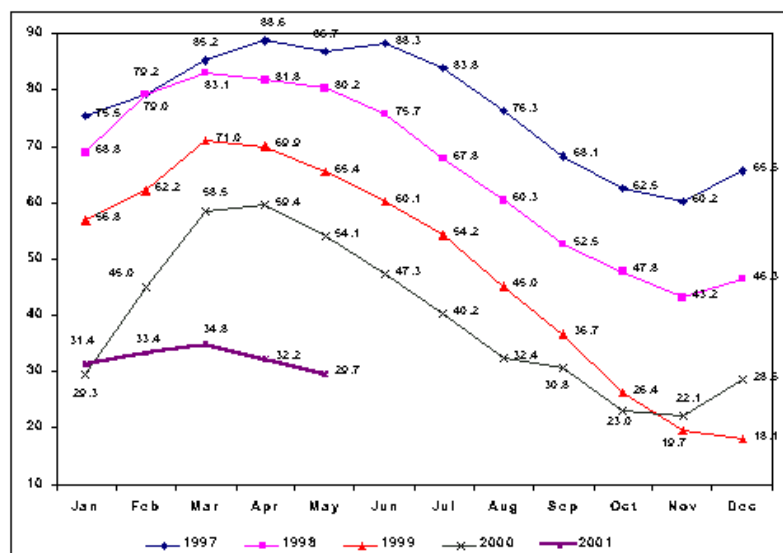


Figura 2.2: Nivel de los embalses en Brasil 1997-2001

De esa forma, al comenzar el período seco de 2001, el nivel de almacenamiento en los embalses en gran parte del país era de alrededor de un 30%.

La pluviometría registrada en el embalse de Furnas, representativa de la cuenca del río Grande, durante 2000-2001 fue la cuarta menor en la serie histórica que se considera para realizar las simulaciones. En el embalse de Imbiara, representativo de la cuenca del río Paranaíba, la pluviometría del período es comparable con varias que se han registrado anteriormente. La pluviometría registrada en el embalse de Sobradinho, el más importante de la región Nordeste y representante de la cuenca del río São Francisco, es la más baja de la serie histórica. Finalmente, la pluviometría en la zona sur del país ha sido normal. Todo esto se resume en el estado de los embalses, los que a finales de Noviembre de 2001 presentaban una situación diversa según la región. Los embalses de la región Sudeste/Centro-Oeste tenían un nivel de almacenamiento de 22,75%. Los de la región Nordeste estaban en 7,67% y los del Norte estaban en 24,29%. Finalmente, los embalses del sur del país tenían en promedio un 87,54% de su nivel máximo.

e) Falta de inversión en capacidad de transmisión

Tal como se puede ver en el capítulo anterior, la situación hidrológica es muy distinta según la región del país. Mientras en el Sur del país los embalses están casi llenos, en el Nordeste la situación es crítica. Esto indica que de existir capacidad de transmisión el problema se podría aminorar transportando energía desde los sectores con superávit a los que están en déficit. En la actualidad la transmisión es el aspecto que limita este intercambio⁵⁵.

Las líneas de transmisión son de Eletrobrás y de compañías estatales. En el nuevo marco regulatorio se modificó la forma de remunerar la transmisión⁵⁶, sin embargo, no se ha avanzado en privatizar el sector por lo que existen pocos incentivos para expandirlo. La situación actual ha demostrado que los responsables del sistema de transmisión han fallado en realizar las inversiones necesarias para mantener la estabilidad del sistema.

⁵⁵ “St Peter is Innocent”, The Economist, May 24th, 2001.

⁵⁶ Ver punto 2.3.2.

2.5 Aspectos relevantes del modelo Brasileiro

De lo visto en la sección anterior se puede concluir que el desequilibrio entre la oferta y la demanda es anterior al comienzo del funcionamiento del nuevo marco regulatorio del sector eléctrico. Por esta razón, no se puede culpar a la reestructuración como la causa directa del problema. Sin embargo es evidente que la forma en que se ha desarrollado la reforma y el tiempo que ha tomado, son factores que influyen en la percepción de los inversionistas y pueden haber influido en la baja inversión privada en generación, tal como se señala en el capítulo 2.4.3. El efecto de la implementación del mercado en la situación actual tiene más que ver con la inseguridad de los inversionistas en el marco regulatorio que con el funcionamiento de éste.

La implementación del nuevo modelo está en su etapa inicial y ha sido retardada por los problemas de abastecimiento. Lo que se ha podido observar de su funcionamiento es muy poco, ya que el verdadero comienzo será cuando terminen los Contratos Iniciales y empiecen a transarse libremente los contratos de abastecimiento. Sin embargo, hay dos aspectos del nuevo modelo que merecen ser analizados con mayor detalle ya que pueden representar problemas de fondo cuando el mercado opere más libremente.

2.5.1 Rol de los Reguladores

La crisis eléctrica por la que ha pasado Brasil puede ser explicada casi en su totalidad por problemas de planificación y actuación de las autoridades pertinentes. Es evidente que desde que se comenzó a cambiar la estructura de desarrollo del sector energético del país ha faltado coordinación, coherencia y claridad en las metas y la forma de alcanzarlas [Rodr01].

Cuando se tomó la decisión de que el gobierno federal no podría seguir siendo el financista del desarrollo del sector eléctrico se decidió comenzar a privatizar de modo de integrar capitales privados con ese fin. Después, cuando quedó en evidencia que el marco que regía al sector en ese momento no era compatible con el desarrollo de competencia, se decidió reestructurarlo. El proceso de reestructuración no ha ido de la mano con procesos paralelos en el sector petrolero y de gas natural y

en general ha sido poco estructurado y lento. Cuando en 1999 se visualizó que el abastecimiento dependía fuertemente de la hidrología de ese año, se implantaron planes de emergencia que no han sido llevados a cabo, revelando un alto nivel de descoordinación entre las instituciones rectoras del sector (Aneel, MME) [Cash01]. Actualmente el mercado está intervenido y las instituciones se han visto sobrepasadas por la creación por parte del gobierno de nuevas empresas y organismos paralelos a la estructura original. En resumen, la tónica de todo el proceso ha sido que la autoridad ha ido improvisando ante las eventualidades, pero en general no se ha planificado en forma adecuada la transición del antiguo modelo al nuevo, estableciendo metas sucesivas, concretas y evaluables. Es cierto que un factor influyente en la actuación de la autoridad ha sido la difícil situación del país. El riesgo cambiario, por ejemplo, es algo que no es fácilmente eliminable, pero si en este momento se están elaborando planes para mitigarlo, de igual forma se podría haber hecho hace tres años, adelantándose a la situación de escasez actual.

Si bien es fácil sacar conclusiones y asignar responsabilidades en forma posterior a los problemas, es evidente que varios aspectos que han frenado la inversión pudieron haber sido pronosticados y solucionados si para ello se hubiese contado con organismos adecuados. La legislación debió ser más clara y específica, sin dejar aspectos inconclusos, como ha sucedido. El respaldo físico de los Contratos Iniciales debió haber sido verificado con mayor rigurosidad. Por su parte, los efectos de estos contratos sobre la inversión eran esperables, por lo que se podría haber implementado algún mecanismo para incentivar la inversión. Finalmente, la falta de inversión en transmisión es un problema netamente de planificación.

2.5.2 Estructura de Precios

En el capítulo 2.3.2 se detalla la estructura de precios del modelo brasileiro. En este punto se comentarán dos aspectos relevantes; el efecto del Valor Normativo y el efecto del precio MAE.

Se ha establecido que el mercado brasileiro será principalmente de contratos, los que se transarán libremente entre las partes, aunque siempre sujeto a revisión de Aneel. Sin embargo, en la práctica el VN funciona como un precio techo para el precio que pueden estipular estos contratos, ya que las distribuidoras pueden

traspasar los precios a sus clientes regulados sólo en un rango de 95% a 105% del VN. El Valor Normativo se calcula una vez al año. Para los contratos ya firmados se mantiene el VN original y sólo se reajusta según inflación y paridad cambiaria.

En este aspecto hay varios puntos que merecen análisis. Por un lado el hecho de que tenga que ser el valor de los contratos el que se ajuste al VN y no al revés es negativo, ya que pierde sentido la liberalización del mercado al no dejar a los precios y la competencia cumplir su rol. El rol de los contratos es fundamental en el diseño brasilero, ya que son los que guían la expansión del sistema. Por esta razón, un precio techo fijado anualmente no permite que los contratos reflejen el nivel de escasez y puedan dar las señales correctas de expansión que el sistema requiere. Por otra parte, la fijación anual del VN aleja cualquier posibilidad de que los precios que ven los clientes sean contingentes y reflejen el nivel de escasez de la energía. Por lo tanto, los consumidores no enfrentarán incentivos que modulen su comportamiento de consumo de acuerdo al costo real de la energía.

Si es que no se quiere dejar que el costo que enfrentan los consumidores cautivos sea directamente el que tienen los contratos de sus distribuidoras, al menos debiera aumentarse la periodicidad del cálculo del VN y ligarlo de alguna forma al precio de los contratos libres entre generadores y grandes consumidores, tal como se hace en Chile. De esa forma se podrían tener precios de venta más reales.

En cuanto al precio MAE, resulta cuestionable el hecho de que se despache con un set de reglas y se calcule el precio spot de esa energía despachada con otro. Al realizar sus cálculos el MAE realiza simplificaciones y aplica una serie de reglas ad-hoc, que inevitablemente van a tender a distorsionar sus resultados respecto de los del ONS. Los precios de la energía no pueden reflejar realmente el costo de ella si es que no son calculados de la misma forma como se realizó el despacho, por lo que es esperable que los precios del MAE no reflejen exactamente el costo de la energía [Ruff00]. La simplificación más evidente y peligrosa es la de calcular los precios considerando un sistema sin restricciones. Es evidente que resulta más fácil y sería deseable que no hubiera restricciones de transmisión, pero que sea deseable no significa que eso sea real, por lo que los precios debieran ser calculados considerando

todas las restricciones reales que se consideraron en el despacho, aunque ello sea más complejo.

Finalmente, vale la pena mencionar que si bien se ha producido una disminución en la demanda de energía, esta ha sido forzada, ya que prácticamente no hay elementos de mercados que permitan que la energía se asigne eficientemente. El racionamiento óptimo es aquel en que las cargas voluntariamente disminuyen su consumo, para lo cual es necesario darles los incentivos correctos. Las señales de precio son fundamentales en esto, tal como se señala en el capítulo 1.5.2.

III. CRISIS ELÉCTRICA DE CHILE

3.1 Introducción

El mercado eléctrico chileno fue el primero de los tres en estudio en ser reestructurado. La reforma llevada a cabo en 1982 fue revolucionaria en su tiempo y sirvió de modelo para posteriores reformas en otros países, por lo que ha sido profundamente estudiada. Por esta razón, en este estudio no se hace un análisis acabado del modelo, sino que se hace referencias a trabajos previos, de modo de centrarse exclusivamente en el estudio de la crisis de los años 1998 y 1999, la identificación de sus causas y de los aspectos del modelo que debieran ser mejorados en el futuro.

La crisis eléctrica por la que pasó la zona central del país desde 1998 trajo consigo un gran cuestionamiento al modelo de desarrollo del sector, ya que se vio como algo inaceptable que las empresas generadoras no fueran capaces de entregar la energía que el país requería. Las críticas fueron cruzadas y afectaron principalmente a la legislación, a las empresas generadoras, a las instituciones reguladoras y al gobierno. Como resultado todos los participantes en el mercado concluyeron que la legislación debía ser mejorada, pero no se logró un consenso claro en cuáles eran los aspectos que debían mejorarse o si era necesario cambiar radicalmente el modelo del sector. Por esta razón se explica que las modificaciones introducidas a la ley a mediados de 1999, en medio de toda la discusión, no contaran con un consenso general y que en general su efecto no haya sido muy positivo. A partir de entonces se han creado diversos anteproyectos de ley, uno de los cuales será discutido en el curso del año 2002 en el Congreso Nacional.

En el presente análisis se estudian los antecedentes de la crisis, la participación de los involucrados, las críticas más importantes al modelo y los aspectos que pueden ser mejorados. Se concluye que el modelo chileno es adecuado, pero requiere algunas reformas. Lo importante es destacar que el modelo chileno ha sido exitoso hasta la fecha en atraer inversión privada, por lo que no es necesario reemplazarlo, sino que se le deben hacer las reformas necesarias para adaptarlo a la actual realidad del mercado.

A diferencia de los mercados recientemente estudiados, Chile cuenta principalmente con dos sistemas eléctricos independientes, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre desde Arica hasta Taltal y el Sistema Interconectado Central (SIC), que abarca desde Taltal hasta Chiloé. El primero de ellos es un sistema térmico y el segundo es hidráulico térmico. La situación de déficit de abastecimiento que sufrió el país desde Noviembre de 1998 hasta mediados de 1999 fue únicamente en el SIC, ya que tuvo su origen en un déficit considerable de lluvia en los años previos. A continuación se describe brevemente la composición y la propiedad del parque generador del SIC.

3.1.1 Composición y propiedad del parque generador

La generación de electricidad en Chile llegó a 29.576 GWh en el año 2000. La capacidad instalada era de 6.653 MW a finales de ese año, siendo ésta mayoritariamente hidráulica (61%). El restante 39% de la capacidad es provisto por centrales térmicas. En la figura 3.1 se puede apreciar la tendencia que han tenido las inversiones en capacidad de generación en la última década. Debido a la entrada de

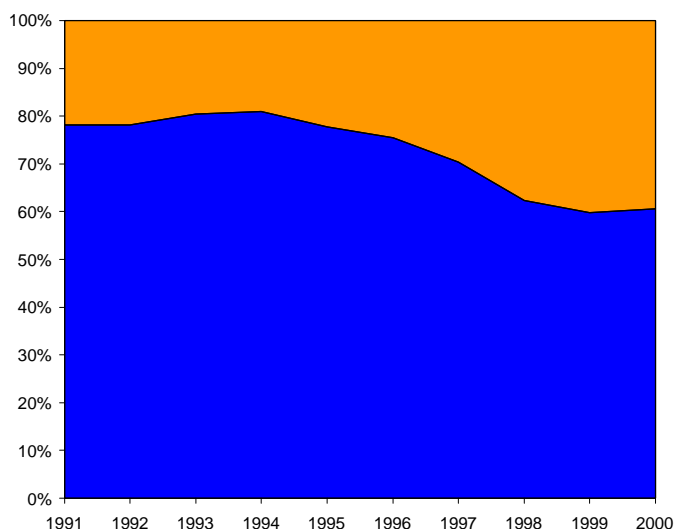


Figura 3.1: Fuentes de generación en el SIC

gas natural desde Argentina las últimas inversiones han sido centrales térmicas de ciclo combinado, lo que ha ayudado a disminuir el gran riesgo hidrológico al que está expuesto el SIC.

La propiedad del parque generador en Chile está bastante concentrada. Existen tres generadores que concentran el 92.3% del parque. Endesa (54.6%) y Colbún (16%) tienen mayoritariamente centrales hidráulicas y AESGener (21.7%) tiene mayoritariamente centrales térmicas. En la figura 3.2 se puede apreciar la evolución de la propiedad del parque generador en la última década.

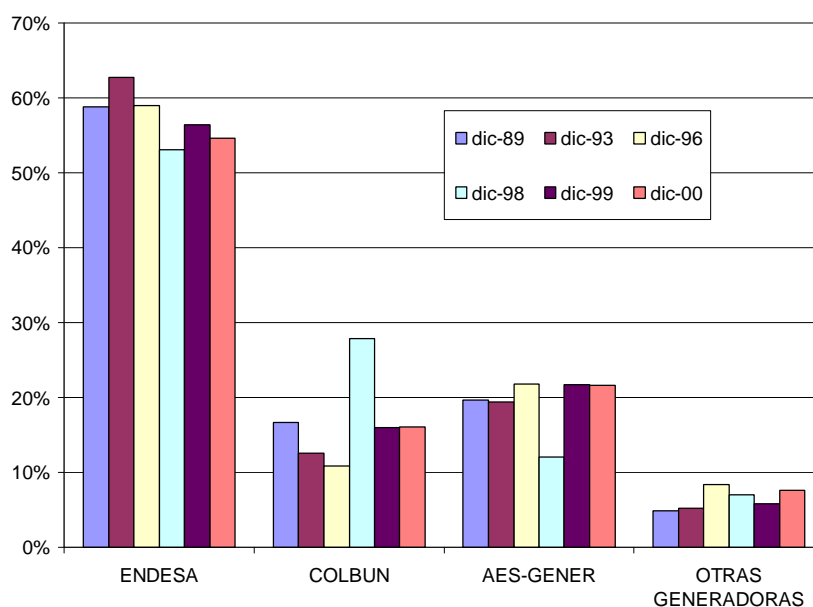


Figura 3.2: Evolución de la propiedad del parque generador en el SIC⁵⁷

En Chile existen dos tipos de clientes según el tipo de consumo, los clientes libres (>2MW) y los regulados (<2MW). Los primeros representan alrededor del 40% de la demanda y pueden contratar libremente las condiciones de su

⁵⁷ Fuente: Memoria Anual 2000, Centro Económico de Despacho de Carga, Sistema Interconectado Central. <http://www.cdec-sic.c>

suministro con generadores o distribuidores. El restante 60% son clientes regulados, los que son abastecidos por un distribuidor y pagan un precio establecido por la autoridad cada 6 meses.

3.2 Estructura del Mercado⁵⁸

La Ley Eléctrica de 1982 estableció la creación de tres mercados independientes. Un mercado libre y competitivo en generación, un mercado regulado de transmisión y otro de monopolios regulados en distribución. La intención de la autoridad fue promover la competencia en generación de modo de lograr que fueran las señales de mercado las que indicaran el nivel de inversión que el país requería y que dichas inversiones fueran realizadas por privados en forma descentralizada.

A continuación se enuncian los aspectos más relevantes del modelo de mercado mayorista chileno:

- ? Libre acceso de cualquier generador al sistema eléctrico, sin prácticamente ningún requisito ni autorización administrativa.
- ? Uso abierto y no discriminatorio del sistema de transmisión y de las redes de distribución, mediante el pago de peajes.
- ? Despacho de generadores en forma centralizada de acuerdo a un criterio de mínimo costo. El despacho está a cargo de un operador del sistema.

El mercado chileno está estructurado en torno a un operador del sistema (Centro de Despacho Económico de Carga), el que controla el sistema de transmisión,

⁵⁸ En esta sección se describen sólo algunos aspectos relevantes de la estructura del mercado eléctrico chileno, para mayor claridad de la discusión posterior. Para un análisis más completo del marco regulatorio chileno se recomienda el trabajo “Fortalezas y Debilidades del Marco Regulatorio Chileno”, de Ricardo Paredes M. y Jose Manuel Sapag Ch. CIADE, Universidad de Chile, Mayo 2001.

determina el despacho en forma centralizada en base a criterios de mínimo costo y de optimización del agua embalsada, y de acuerdo a ello determina el precio de la energía spot para cada hora del día.

Existen tres mercados en los que los generadores entregan energía; clientes libres, empresas distribuidoras y mercado spot. Por ello, el mercado considera tres tipos de precios para la energía. Los grandes clientes consumen a precio libre, establecido de común acuerdo entre consumidor y proveedor. Los consumidores regulados, que reciben la energía de una empresa distribuidora, pagan un precio fijo por la energía, llamado precio nudo, más un cargo por distribución. El precio nudo es fijado cada seis meses (en Abril y Octubre) por las autoridades y tiene dos componentes, precio de la energía y precio de la potencia de punta. El primero corresponde al promedio de los costos marginales esperados del sistema en un horizonte de 4 años. El segundo corresponde al costo de capital de la tecnología más eficiente para agregar potencia al sistema, que actualmente corresponde a una turbina a gas. El valor del precio nudo está acotado por una desviación del 10% respecto de los precios libres. Finalmente, las transacciones entre generadores en el mercado spot son remuneradas a precio spot, que es fijado por el CDEC cada hora y corresponde a los costos marginales auditados de la central que da el peak de potencia del sistema.

La legislación chilena, a diferencia de la californiana y de la brasilera, considera un pago por potencia firme a los generadores que respaldan el sistema, independiente de si generan o no. Además, se promueve un nivel de sobre instalación del sistema determinado por los reguladores mediante el llamado Margen de Reserva Teórico (MRT). El MRT se aplica anualmente en el balance de potencia firme realizado por el CDEC, determinándose los déficits o excedentes de los generadores respecto a sus compromisos, con lo que se da origen a pagos por concepto de transferencias de potencia firme entre generadores [Pare01]. Hasta 1997 el MRT era de 15%, pero ese año las autoridades los redujeron a 6,27%.

Para manejar situaciones de escasez, la legislación establece que las autoridades deben emitir un decreto de racionamiento que entrega poderes especiales para bajar el consumo y obliga a los generadores a compensar a sus clientes regulados. Las compensaciones consisten en un pago por la energía no servida a un

valor igual a costo de falla menos precio nudo. El costo de falla es determinado por la autoridad y corresponde al costo de los usuarios por no recibir la energía. Las compensaciones tienen un doble efecto, previenen a las empresas de firmar contratos que no puedan cumplir y permiten hacer ver a los clientes el costo real de la energía en época de racionamiento. Esto último es vital, ya que si un consumidor decide consumir un kilowatt-hora más a precio nudo, dejará de recibir una compensación por ese kilowatt-hora con un valor de (costo de falla – precio nudo). De esta forma, el costo real de consumir una cantidad de energía será $\{-\text{precio nudo} - (\text{costo de falla} - \text{precio nudo})\}$, lo que es equivalente a costo de falla. Así, cuando operan las compensaciones cada consumidor debiera en teoría enfrentar esa decisión.

Las compensaciones son la señal de precio que debiera permitir asignar la energía escasa en forma eficiente, sin embargo, este mecanismo nunca ha funcionado y como se verá, tiene algunos aspectos que entorpecen su correcta aplicación.

3.2.1 Instituciones reguladoras y sus roles

El mercado eléctrico chileno está estructurado en torno a cuatro instituciones principales, un operador del sistema, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Economía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

a) Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El CDEC es el organismo central del mercado eléctrico. Es el encargado de realizar la planificación y el despacho (el que es obligatorio) del sistema en función de los costos marginales de cada generador.

El CDEC es un organismo privado formado por todos los generadores con más de 57 MW de capacidad instalada y a las empresas de transmisión con más de 100 kilómetros de líneas. Sus responsabilidades de son⁵⁹:

⁵⁹ Para mayor detalle ver Decreto Supremo N°327, de Diciembre de 1997. www.cdec-sic.cl

- ? Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.
- ? Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica.
- ? Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores.
- ? Coordinar el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras y verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento preventivo.
- ? Determinar la máxima energía anual y potencia que cada generador puede comercializar con sus clientes. Estos máximos corresponden a la energía y potencia firme de las centrales de que disponen.
- ? Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.
- ? 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.
- ? Informar a la CNE y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

El CDEC es dirigido por un Directorio formado representantes de cada una de las empresas que lo conforman. Las operaciones son llevadas a cabo por grupos de trabajos, que antes de la crisis estaban integrados por técnicos de todas las empresas. A partir de Junio de 1999 esto cambió, contratando para ello personal independiente. Los procedimientos de operación del CDEC están establecidos en forma clara en su reglamento de operación. Finalmente, como se verá más adelante, el

CDEC recibió muchas críticas durante la crisis de abastecimiento, principalmente ligadas a las descoordinaciones y disputas entre sus integrantes.

b) Comisión Nacional de Energía (CNE)

La CNE es el principal organismo regulatorio del sector energético. En particular en el sector eléctrico tiene a su cargo la planificación estratégica del sector a través de la creación del plan indicativo de obras, el que establece en forma indicativa las obras que se debieran realizar para tener un abastecimiento seguro de energía. Este plan es considerado en la generación del precio nudo, por lo que es bastante relevante desde el punto de vista del precio de la energía.

Adicionalmente, la CNE es la institución que calcula los precios regulados (precios nudos y tarifas de distribución), estudia y propone las regulaciones y asesora al gobierno en materia energética. Si bien es la CNE la que estudia las reglas del CDEC y sus disputas internas, no tiene atribuciones para resolverlas, sino que es el Ministerio de Economía, el que mediante la cooperación técnica de la CNE resuelve esas materias.

c) Ministerio de Economía (ME)

El ME tiene tres labores principales respecto al mercado eléctrico. Es el encargado de aprobar precios y tarifas propuestas por la CNE, es el encargado de establecer el decreto de racionamiento en períodos de escasez de energía y finalmente, es el encargado de zanjar las disputas que se den al interior del CDEC.

d) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La SEC es un organismo equivalente a la CPUC en California, es decir está encargada de velar por el cumplimiento de las normas de calidad de servicio, investigar y aplicar las sanciones correspondientes en caso de apagones, entre otras labores ligadas a la protección de los consumidores de energía.

3.3 Crisis de abastecimiento

3.3.1 Antecedentes

La sequía que vivió el país en 1998 fue la mayor registrada en ese siglo, lo que unido a la baja cantidad de lluvias del año 1996 mermó las reservas de los embalses hasta una condición nunca antes vista. En la figura 3.3 se puede apreciar las reservas del Sistema Interconectado Central desde 1994 hasta 2001. Como se ve en el gráfico, las reservas de agua casi se agotaron en Mayo de 1999, lo que dejó al sistema con gran parte de su capacidad hidráulica sin poder ser utilizada.

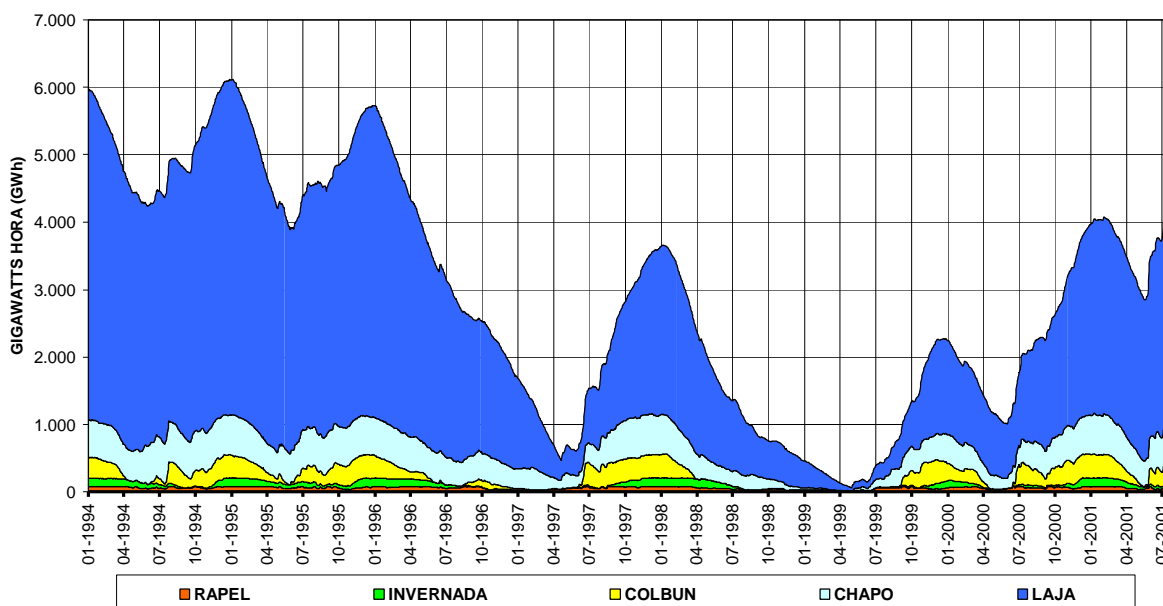


Figura 3.3: Energía embalsada en el SIC 1994-2001⁶⁰

Adicionalmente, se dieron una serie de retrasos en la construcción de centrales a ciclo combinado, lo que hizo que se gastara más agua que lo normal, dadas las expectativas de que entraran a generar centrales a gas eficientes. Las centrales a ciclo combinado en construcción eran tres, una de cada uno de las principales

⁶⁰ Fuente: Comisión Nacional de Energía

empresas generadoras del SIC. La central San Isidro de Endesa (370 MW), estaba programada para entrar al sistema en ciclo abierto a principios de Octubre de 1998, y lo hizo, después de algunas fallas, en los primeros días de Noviembre. La central Nueva Renca de Gener (379 MW), entró al sistema en Octubre de 1997, con un atraso de 4 meses [Roza99] y finalmente, la central Nehuenco, prevista para entrar al sistema en Abril de 1998, sufrió una serie de atrasos y problemas técnicos por lo que su inauguración fue continuamente postergada hasta Noviembre de 1998.

Debido a la situación de los embalses, en Septiembre de 1998 la CNE sugirió al gobierno la conveniencia de decretar estado de racionamiento, con lo que se facultaría a la autoridad con poderes extraordinarios y se activarían mecanismos para ahorrar energía. Presumiblemente por el costo político que ello implicaría, el gobierno no decretó el racionamiento, esperando que con la entrada de las nuevas centrales la situación mejorara⁶¹. El 5 de Noviembre salió del sistema la central a carbón Ventanas 2 de Gener, que había continuamente pospuesto desde Octubre su mantenimiento a la espera de la entrada de Nehuenco. Con ello el sistema quedó aun más frágil. Finalmente, una falla de la central San Isidro produjo el primer corte de energía de la crisis, el 11 de Noviembre de 1998, después de lo cual el gobierno decidió decretar el racionamiento.

3.3.2 Racionamiento de Energía

La falla de la central San Isidro puso tardíamente en alerta al mercado y a las autoridades de los problemas que podrían afrontar las nuevas centrales de ciclo combinado. Estas centrales usaban una tecnología muy nueva y escasamente probada. Por esta razón, el racionamiento era aun más necesario.

El 21 de Noviembre comenzó a funcionar a plena carga la central Nehuenco, con lo que se suplió el déficit creado por la falla de San Isidro. Después de los cortes de Noviembre y durante el verano de 1999 no se produjeron cortes de

⁶¹ Vale la pena mencionar que por diversas razones las empresas generadoras tampoco eran partidarias de decretar racionamiento.

energía. El sistema fue sostenido durante ese período por las tres nuevas centrales a gas. Debido a la falta de agua y a la fragilidad y escaso respaldo del sistema el gobierno mantuvo el decreto de racionamiento, el que fue levantado en Agosto de 1999, cuando los embalses ya se habían recuperado considerablemente.

En marzo de 1999 una nueva falla, esta vez de Nehuenco, creó nuevamente un déficit, reanudándose los cortes de energía. Esta vez la falla fue más grave, por lo que la central quedó fuera del sistema por todo el resto de la crisis y hubo que esperar a que se instalaran turbinas de emergencia y que los embalses acumularan más agua. Afortunadamente el año 1999 fue lluvioso, con lo que los embalses se recuperaron y el mercado se normalizó durante el invierno.

Mediante el decretado de racionamiento y con los mecanismos que este activa, el mercado debiera haberse adaptado a las condiciones de escasez, disminuyendo y ajustando el consumo. Sin embargo, esto no ocurrió, sino que sucedió todo lo contrario. El consumo no bajó y finalmente se debieron aplicar cortes arbitrarios para mantener la seguridad del sistema, transformando el déficit de energía en una crisis. Tal como se argumenta en [Diaz00], la escasez de energía en ciertos años es un problema estructural del SIC, debido a su composición hidráulica térmica, pero lo que no es estructural son los cortes de energía, es decir las crisis. Los cortes de energía que se produjeron en Chile a raíz del déficit de energía indican que el mercado no funcionó correctamente. Las causas de esta falla son variadas, pero en definitiva se resumen en un problema fundamental; el sistema de precios no fue capaz de hacer ver a los consumidores finales el costo real de la energía, de modo que esta no fue usada en forma eficiente durante la escasez.

a) Agravantes de la crisis

El funcionamiento del sistema de precios, según el marco regulatorio chileno, depende de muchos factores, y es ahí donde hay que buscar las causas del problema. En general hubo factores estructurales del modelo y otros relacionados con el desempeño de sus actores e instituciones, que profundizaron el problema, impidiendo a los precios cumplir su función. Los factores más determinantes fueron:

- ? Rigidez de precios aplicados a los consumidores. Incapacidad del mercado de traspasar el costo real de la energía los usuarios.
- ? Actuación poco independiente del CDEC; conflictos y falta de coordinación entre las empresas, y uso acelerado del agua.
- ? Incapacidad de los fiscalizadores para hacer uso correcto y oportuno de sus atribuciones; mala administración de la emergencia.

A continuación se explican cada uno de estos aspectos:

i) Rigidez de precio

Al decretarse el racionamiento se supone que comenzaría a funcionar el mecanismo de compensaciones de modo que los consumidores tuvieran incentivos para reducir el consumo. Sin embargo, la ley establecía que si la hidrología era menor que la del año más seco de la serie histórica usada para calcular los precios nudos (1968), debería haber compensaciones sólo hasta el nivel de déficit que se habría producido con dicha hidrología. La ley no establecía un mecanismo alternativo para este tipo de situaciones, como si hubiera sido imposible que ella se diera. El año 1998 fue efectivamente más seco que dicho año, y los generadores argumentaron que con sus inversiones y con la hidrología de 1968 no se habría producido déficit, por lo que se negaron a compensar.

Independiente de la validez del argumento anterior, lo importante es que con ello se truncó el sistema mediante el cual los usuarios podían enfrentarse con el costo real de la energía, que en ese caso era el costo de falla. Así, el mercado quedó sin ninguna señal contingente que indicara a los consumidores el costo real de la energía y como consecuencia de ello, los usuarios siguieron consumiendo tal como si el costo de la energía fuera el precio nudo, por lo que el consumo no disminuyó, sino que aumentó. En ello contribuyó también el hecho de que los precios nudos bajaron durante ese año debido a las expectativas de menores costos de generación en el futuro, asociados al ingreso de gas natural al país.

ii) Actuación del CDEC

Un aspecto conflictivo en el manejo de la crisis fue el uso del agua que realizó el CDEC. En Julio de 1998 el CDEC predijo un déficit, ante lo cual Endesa solicitó al gobierno, a través del Ministerio de Obras Públicas (MOP), que le fueran traspasados 500 millones de metros cúbicos de agua embalsada para solucionar la situación. Mediante un proceso bastante irregular, finalmente se le vendieron a Endesa el equivalente a 500 GWh en agua embalsada, sin ninguna limitación para su uso. Lo relevante del caso es que dicha agua se usó totalmente entre Julio y Agosto de 1998, período durante el cual Endesa hizo funcionar sus centrales hidroeléctricas a plena capacidad. Para efectos del despacho el agua se valoró como si fuera una central de pasada [Diaz00].

Además, durante todo ese tiempo en que el problema de escasez era bastante evidente, hubo centrales térmicas que no funcionaron, usándose agua que pudo haber sido guardada. Esto deja en evidencia que el argumento de que el agua había sido utilizada debido al atraso de la entrada de Nehuenco no es totalmente válido. Es cierto que se tuvo que usar agua por esa razón, pero ahora se puede ver que se usó más agua de la recomendable. Si bien no existen evidencias de que el CDEC se haya apartado de lo que los programas de modelación le indicaban, ex post es claro que el agua podría haber sido utilizada en forma más cautelosa, y no aceleradamente como se hizo. Aquí surge un problema grave, ya que independiente de la actuación de los generadores deficitarios, ellos tenían un incentivo para presionar por un uso más acelerado del agua y de esa manera bajar los precios a los que tenían que comprar energía en el mercado spot, especulando que en la eventualidad de haber racionamiento, no iban a tener que pagar compensaciones. Dicha especulación no sería problema si existiera la certeza que después cada generador tendrá que hacerse responsable por sus decisiones, esto es compensar si hay racionamiento o comprar energía más cara en el mercado spot. Pero en el caso de la crisis, la escasa independencia de la operación del CDEC respecto a las generadoras hizo que surgieran presiones en su interior que pudieron afectar su correcto funcionamiento.

Es cierto que es muy distinto un análisis ex post, que los pronósticos y el análisis en tiempo real que tuvo que hacer el CDEC, pero detrás de la crítica que

surgió a la actuación del CDEC está el argumento de que el manejo de la crisis pudo haber sido más transparente y más independiente de las empresas.

Por otra parte, al decretarse el racionamiento surgieron disputas al interior del CDEC entre las empresas deficitarias (Endesa y Colbun) y las superavitarias (Gener), relacionadas con el precio al que debían valorizarse las transacciones de energía spot entre empresas. Las primeras argumentaban que debía valorizarse a costo marginal del sistema y las segundas a costo de falla⁶². Independiente de quien tuviera la razón, lo importante radica en que el sistema operó durante cuatro meses sin precio spot, lo que redujo cualquier incentivo de las empresas para solucionar la situación [Diaz00]. Si bien no es culpa de las empresas que el sistema no haya tenido precio spot por tanto tiempo⁶³, la relación de las empresas en el CDEC fue conflictiva y las disputas internas impidieron que se tomaran medidas para superar la crisis. Sin embargo, es natural que las empresas resguarden sus intereses, por lo que si la conducción del CDEC es poco independiente y se presta para ser manipulada, es esperable que así sea. Además, no existen garantías de pago por la energía que cada generador retira, lo que dio pie al sin sentido de que durante cuatro meses se retiró energía del CDEC sin un precio conocido y sin una garantía que asegurara un pago.

La crisis dejó en evidencia que se requieren mejoras en la conformación del CDEC, lo que en cierta forma fue mejorado a partir de mediados de 1999, cuando las empresas se pusieron de acuerdo para que la operación fuera independiente, dando así cumplimiento a una obligación que estaba pendiente desde la promulgación del nuevo reglamento eléctrico en Septiembre de 1998. Falta aun que se creen garantías de pago

⁶² La ley indica que se deben valorar a costo de falla, pero los generadores deficitarios argumentaron que con una hidrología similar a la de 1968 ellos no tendrían déficit y que la limitación de las compensaciones en el mercado minorista debiera extenderse a las transacciones en el mercado spot. Finalmente la autoridad dio la razón a Gener, valorizandose dichas transacciones a costo de falla.

⁶³ Eso depende del Ministerio de Economía y se comenta en el punto c) de esta misma sección.

que establezcan las condiciones de la obligación contraída al retirar energía del mercado spot.

En cuanto al flujo de información, el gobierno señaló reiteradamente que no existía un flujo de información fluido y permanente entre las empresas del CDEC y las autoridades del sector, lo que habría atentado contra una correcta coordinación y un manejo adecuado de la crisis [Roza99]. Este aspecto es relevante ya que información errónea o falta de información puede llevar a un mal manejo de un déficit o a problemas de planificación. De la misma forma, el flujo de información entre las empresas generadoras y el CDEC es muy importante, porque pronósticos que no se cumplen implican el uso de agua en forma ineficiente. El caso del atraso de Nehuenco es ilustrativo, ya que las continuas postergaciones de su entrada al sistema y los variados anuncios distorsionaron constantemente el uso del agua por las expectativas de que entrara una central térmica con costos más baratos que las térmicas de respaldo del sistema. Si bien este no es un problema del CDEC, refleja como el manejo de la información puede alterar su operación. El CDEC utiliza en su programa para calcular el costo alternativo del agua las expectativas de que entren nuevas centrales al sistema, por lo que si prevé que entrará una central de bajo costo marginal en poco tiempo, programa el uso de una mayor cantidad de agua en el presente. Esto hace que puedan surgir incentivos de dar información errónea para forzar un cierto tipo de despacho⁶⁴.

iii) Actuación de los fiscalizadores y reguladores

Los reguladores tomaron básicamente tres medidas para enfrentar la situación de escasez: determinaron una baja de voltaje de 7.5%, ordenaron a las oficinas públicas que redujeran sus consumos y crearon una campaña pública para disminuir el

⁶⁴ El atraso de Nehuenco se debió a factores técnicos y problemas de construcción, y aquí sólo se menciona para ilustrar como pronósticos que finalmente no se cumplen hacen actuar al CDEC de manera que ex post se prueba ineficiente. De más está decir que el incentivo para Colbún era que Nehuenco entrara a funcionar, ya que por el hecho de ser deficitaria estaba comprando energía en el mercado spot a un costo mayor que el de Nehuenco.

consumo que no resultó muy efectiva. Además algunas municipalidades se unieron a los esfuerzos disminuyendo el alumbrado público. Sin embargo, la actuación que se requiere de los reguladores en períodos de escasez es muy determinante para el modo de funcionamiento del modelo chileno. La autoridad debe tener iniciativa y debe realizar una serie de labores que son vitales para el buen desempeño del mercado. A continuación se explican algunos de los puntos en los cuales las autoridades no cumplieron cabalmente sus funciones.

Uno de los elementos centrales que estipula la ley para situaciones de déficit de abastecimiento es el decreto de racionamiento, que debe ser dictado por el ejecutivo. Este decreto autoriza a los distribuidores a interrumpir el servicio y fuerza a compensar a los usuarios, permitiendo de esa manera que los consumidores enfrenten el costo real de la energía en cada momento (costo de falla).

Como se señaló en el capítulo 3.3.1, el gobierno no decretó racionamiento cuando le fue sugerido por la CNE, y esperó con la esperanza de que las nuevas centrales a gas suplieran la energía faltante. De esa manera se perdió tiempo y finalmente se decretó el racionamiento cuando los cortes de luz eran inminentes (Noviembre 1998), desperdiciando la oportunidad de hacer un manejo más cauteloso del agua, con lo que las repercusiones de la crisis habrían sido ciertamente menores.

Otra labor fundamental que le asigna la ley a los fiscalizadores es la de resolver las disputas que se produzcan al interior del CDEC. En Julio de 1998 Endesa argumentó que el precio debía volverse a calcular debido a los errores causados por los atrasos de Nehuenco. En el CDEC no hubo acuerdo y se enviaron los antecedentes al Ministerio de Economía (ME) para que resolviera, tal como señala la ley. Sin embargo, la disputa no fue resuelta hasta Diciembre de 1999. Adicionalmente en Noviembre de 1998 hubo desacuerdo en la valorización de los costos marginales del sistema, como se señaló en el capítulo anterior, por lo que el CDEC envió nuevamente los antecedentes al ME. Sin embargo, la autoridad demoró cuatro meses (el plazo máximo que señala la ley) en entregar una respuesta que no fue definitiva, dejando parte del problema sin resolver. La disputa mantuvo por todo ese tiempo al sistema sin precios spot, lo que resultó nefasto, ya que las empresas no veían el costo

real de la energía en sus transacciones, y no tenían los incentivos para disminuir el déficit que hubieran tenido de haber sido claro el precio spot (costo de falla).

Si la actuación hubiese sido rápida y clara (para lo cual tenía las atribuciones) el mercado spot hubiera funcionado con un precio claro, con lo que las empresas habrían tomado más conciencia de sus decisiones y probablemente habrían salido a comprar energía a pequeños productores que la valoraran en menos que costo de falla, lo que no sucedió. Durante todo ese período, hubo capacidad de autogeneradores que no se usó, sencillamente porque los generadores deficitarios no tenían incentivos para comprarles energía al considerar que el precio spot era el costo marginal del sistema y no el costo de falla.

Por otra parte, al parecer la autoridad no comprendió totalmente el rol de las compensaciones, viendo en ellas más una multa a las empresas por no servir sus contratos que un mecanismo para hacer ver a los consumidores el costo real de la energía en racionamiento. Esto quedó en evidencia en Junio de 1999, cuando ya la crisis había pasado y se realizó la modificación que determinó compensaciones a todo evento. En esa oportunidad, la SEC exigió a las empresas que pagaran compensaciones por todo el tiempo en que estuvo vigente el decreto de racionamiento, es decir hasta Noviembre de 1999, cuando desde mediados de Junio ya no hubo déficit y el costo de la energía ya no se acercaba al costo de falla.

Otro aspecto relevante en que intervinieron los reguladores fue en el mecanismo que la ley considera para mantener un nivel de respaldo determinado del sistema, el mencionado MRT. Como se señaló, este valor era de 15% hasta 1997, pero a partir de entonces fue fijado en 6.27%, presumiblemente para bajar el costo total de la energía. El problema de ello es que se entregó una señal errónea al mercado del nivel de respaldo que se pretendía dar al sistema. Si bien pueden haber otras componentes de la remuneración de una central que pueden ser económicamente tan influyentes como el MRT, su valor es una señal al mercado que indica el respaldo que las autoridades consideran óptimo para el sistema. Por esta razón, no resulta extraño que con el déficit de lluvia que hubo el año 1998, se produjera un déficit de energía y que dadas las condiciones de abastecimiento que había en marzo de 1999, la falla de Nehuenco no halla podido ser respaldada por otra

central térmica. Por otra parte, el ingreso de grandes centrales a gas exige un respaldo mayor del sistema, ya que la falla de una de las centrales de ciclo combinado requiere un mayor respaldo respecto a que si la falla ocurre en una central de menor tamaño [Pare01]. Por estas razones parece razonable aumentar el valor del MRT, lo que es comentado con más detalle en el capítulo 4.3.

Finalmente, la autoridad determinó que el racionamiento debía ser parejo, lo que si bien por motivos de sustentabilidad política es comprensible, es un mal precedente ya que obliga a socializar el problema sin tomar en consideración que hay empresas más responsables que otras, que no sobre contrataron su suministro y que están en condiciones de cumplir sus contratos. El racionamiento con clientes regulados tiene que ser parejo inevitablemente, ya que no es políticamente sustentable cortar la energía a una comuna y no a otra, sin embargo, se tienen que generar obligaciones entre los generadores deficitarios y los superavitarios de modo que las compensaciones las paguen los primeros y no los segundos.

Por otra parte el racionamiento entre consumidores libre no debiera ser parejo, ya que si es así no se permite a las empresas generadoras diferenciarse según su capacidad para cumplir sus contratos, ni que los usuarios se beneficien de haber firmado un contrato con una empresa responsable, el que puede haber sido de un costo mayor por esa razón. La tendencia debiera ser al contrario, que los usuarios experimenten las consecuencias de firmar contratos con las distintas empresas y que cada empresa se haga responsable de sus obligaciones. De no ser así, no existiría ningún incentivo para tener una política responsable de contratos.

b) Interpretaciones de los distintos actores

En general los distintos actores del mercado hicieron distintas lecturas sobre las responsabilidades y causas de la crisis, cada uno naturalmente influenciado por su posición y por sus intereses. Por un lado el gobierno tendió a responsabilizar del problema a las empresas generadoras, culpándolas de no haber invertido lo necesario para mantener la seguridad del sistema. Además, planteó que los continuos retrasos en la entrada de las centrales y la poca información entregada por las generadoras habían limitado la acción de la autoridad.

Por su parte, las empresas generadoras señalaron que la crisis era mayormente explicable por la gran sequía que experimentaba la zona central del país. Además señalaron que la política de fijación de precios seguida por el gobierno en los últimos cuatro años había bajado considerablemente las rentabilidades y por lo tanto la disposición a invertir. Es importante señalar que dentro de las empresas generadoras también había posturas divergentes en algunos aspectos, básicamente de acuerdo al mix hidráulico térmico de cada empresa. Endesa señaló que un factor importante en la situación era el atraso de las centrales térmicas que había prometido la competencia (Nehuenco de Colbún y Nueva Renca de Gener). Por su parte, Colbún señaló que si bien ellos habían invertido mucho en generación en los últimos años, no ocurría lo mismo con el resto de los actores, refiriéndose principalmente a Endesa. Finalmente, Gener argumentó que los generadores hidráulicos habrían forzado a hacer un uso poco conservador del agua, dado que tenían incentivos para ello.

Como se puede ver, cada actor velaba por sus intereses, lo que es bastante natural, y en parte explica el hecho de que hayan existido divergencias tan grandes al interior del CDEC cuando se decretó racionamiento.

3.4 Aspectos relevantes del modelo Chileno

Relacionados con los aspectos que agravaron la situación de escasez, hay algunos factores del modelo chileno que requieren ser modificados de modo de que el mercado pueda realmente actuar y responder ante situaciones de déficit de abastecimiento. Los factores más relevantes son la rigidez de precios y la excesiva carga que la regulación del sector eléctrico pone sobre las autoridades. La independencia del CDEC ya fue comentada y es un aspecto que fue sustancialmente mejorado a partir de Junio de 1999.

3.4.1 Rigidez de precios

Hay analistas que señalan que la crisis eléctrica chilena dejó en evidencia que los mecanismos de mercado no son capaces de asignar eficientemente la energía cuando hay desequilibrios excesivos entre demanda y oferta [Roza99]. Sin embargo, las conclusiones que se pueden extraer de este trabajo son totalmente opuestas. En la crisis chilena no se puso a prueba la capacidad de los mecanismos de mercado por la

sencilla razón de que no operó ningún mecanismo de mercado. En un mercado libre el mecanismo que permite asignar los recursos cuando hay desequilibrios entre oferta y demanda es el precio. En el modelo chileno, al igual que en el de California y el de Brasil, los precios que enfrentan los consumidores no reflejan el nivel de escasez de la energía, por lo que mal podrían asignarla eficientemente. Todos estos mercados han sido parcialmente desregulados y los mercados minoristas están lejos de ser mercados libres. Para que los precios permitan ajustar oferta y demanda en forma eficiente deben reflejar el nivel de escasez real, por lo que en estos tres mercados debiera avanzarse en dar más contingencia a los precios regulados.

En particular en el mercado chileno, los precios nudos no pretenden ser contingentes, sino que están diseñados para ser un precio de equilibrio que promueva la inversión a largo plazo. Por esta razón se cuenta con el mecanismo de compensaciones para asignar la energía en caso de escasez. Si bien este mecanismo es teóricamente correcto, nunca ha funcionado y pocos integrantes del mercado conocen su existencia y su modo de operación. Además requiere de una actuación pronta y atinada de los reguladores y de una estimación previa del costo de falla. Todo esto hace que su funcionamiento sea complejo y explica que nunca se hayan utilizado [Diaz00]. Por esta razón parece recomendable avanzar en dar mayor flexibilidad a los precios nudos de modo que la importancia de las compensaciones decaiga, ya que mientras más contingentes sean los precios nudos, menor será la diferencia entre precio nudo y costo de falla y, por lo tanto, menor la importancia de las compensaciones. Además, hay consenso en que la importancia de los precios nudo debiera bajar de modo de terminar con los continuos conflictos en torno a la fijación de precios. Estos aspectos se señalan con más detalle en el capítulo 4.3.

3.4.2 Excesiva responsabilidad de las autoridades

En la crisis de 1998-1999 quedó en evidencia que las labores que la ley asigna a los reguladores en época de escasez son representan una pesada carga para ellos. El gobierno tiene intereses políticos de corto plazo que casi siempre son contradictorios con los intereses económicos de largo plazo de los consumidores [Mcmi00]. Por esta razón, existe consenso entre los analistas del sector que las políticas energéticas y en particular el manejo de situaciones de escasez debe ser

realizado por organismos independientes del gobierno, de modo que ésta no se preste para manipulaciones derivadas de intereses políticos, tal como sucedió en Brasil en la década de 1980, donde los precios fueron manipulados para lograr diversos objetivos sociales.

En particular la legislación chilena descansa excesivamente en las autoridades, confiándoles una serie de labores que de una u otra forma le acarrearán conflictos y problemas, por lo que es esperable que la autoridad trate de tomar las medidas que minimicen esos conflictos, las que no necesariamente van en la dirección correcta para solucionar el problema. En este caso el problema no está en las autoridades, sino en la legislación que las pone frente a ese conflicto de intereses.

En general hay dos soluciones para este problema. Uno es un modelo de mercado que se autogobierne, en el que las autoridades sólo cumplan un rol fiscalizador sobre la calidad y la seguridad del servicio, sin intervenir en la planificación ni en la fijación de precios. Otra solución es contar con un organismo independiente del gobierno, que se encargue de regular el sector. El mercado chileno está diseñado para la segunda alternativa, ya que requiere un organismo que determine los precios nudo, los racionamientos, el costo de falla, etc., y que administre las situaciones de escasez. Por esta razón parece recomendable que la Comisión Nacional de Energía se independice del gobierno y se transforme en un ente autónomo, con financiamiento determinado por ley. La conformación de su directorio debiera ser determinada por el Congreso Nacional por un período fijo, en forma similar a como se nombra a los integrantes de la FERC en Estados Unidos. En el capítulo 4.3 se aborda esta reforma.

IV. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS PARA EL MERCADO CHILENO

Los mercados eléctricos desregulados han funcionado razonablemente bien cuando no hay problemas de escasez. El mercado de California, aun con los problemas de diseño estudiados, tuvo precios relativamente estables y competitivos antes de comenzar la crisis. El mercado chileno ha evolucionado satisfactoriamente desde que se reformó en 1982, promoviendo inversiones eficientes y una disminución relativa de los precios de la energía. Sin embargo, en situaciones de escasez ambos mercados se han desestabilizado, haciendo necesario realizar cortes de energía para mantener la seguridad del sistema. Por su parte, dado que el déficit de energía en Brasil es previo a la instauración del nuevo modelo, la nueva estructura no puede ser completamente evaluada aun, sin embargo, ha quedado en evidencia que no ha sido exitosa en atraer nuevas inversiones en capacidad de reserva.

Las legislaciones se prueban cuando el abastecimiento es ajustado y debieran estar diseñadas para enfrentar esas circunstancias [Chum00]. Muchos de los problemas que se han analizado en este trabajo son intrínsecos de la electricidad como *commodity*; dificultad para almacenarla, relativamente baja elasticidad de la demanda de corto plazo, grandes variaciones de consumo asociadas al clima, etc. [Coll02]. Además, las crisis de Brasil y Chile dejan en evidencia que desregular mercados con composición mayoritariamente hidráulica es aun más complejo debido a la gran volatilidad que experimentan los precios spot. Mientras mayor es la concentración de generación hidráulica en un mercado, mayor es la complejidad para desregularlo satisfactoriamente [Rudn01]. Por ello, resulta aun más importante que los mercados desregulados tengan los mecanismos que les permitan adaptarse a las variantes condiciones de oferta y demanda.

Las crisis que sufrieron California, Brasil y Chile, dejaron en evidencia que las legislaciones que gobiernan dichos mercados eléctricos no son capaces de dar los incentivos correctos en tiempos de escasez de energía, de modo que ésta se asigne eficientemente y se eviten cortes forzosos de suministro. Por esta razón, es necesario realizar algunas reformas que las robustezcan y les permitan sobrepasar períodos de menor abastecimiento de energía sin que ello signifique un shock para los

consumidores. En particular, hay dos aspectos comunes en las tres crisis que influyeron en profundizarlas y que ya han sido comentados, pero que aquí se mencionan a modo de conclusión. Se trata de las erradas señales de precio de los tres mercados en períodos de escasez y la excesiva responsabilidad asignada a los reguladores. Además, hay otros aspectos que si bien no son tan determinantes como los recién mencionados, también son influyentes y requieren ser revisados en la mayoría de los mercados eléctricos si se pretende que estos sobrepasen satisfactoriamente situaciones de escasez. Estos aspectos son principalmente la dirección de las instituciones, los modelos de manejo de congestión de transmisión y el uso de precios techo.

4.1 Señales de Precios

En todo mercado libre las señales de precios cumplen el rol fundamental de facilitar el equilibrio entre oferta y demanda. Cuando la oferta es abundante respecto a la demanda, los precios tienden a la baja, fomentando un mayor nivel de consumo. Por su parte, cuando la oferta y la demanda están ajustados, los precios suben, haciendo de esta manera que la demanda disminuya. Este simple concepto es vital para todo mercado competitivo, resultando en que la oferta y la demanda se ajustan automáticamente según las variables condiciones del mercado. Sin embargo, es difícil encontrar un mercado eléctrico en el que los precios puedan cumplir cabalmente esta función.

Es cierto que la naturaleza de la electricidad hace que la elasticidad de corto plazo sea muy baja, por lo que un ajuste instantáneo entre oferta y demanda es difícil o al menos muy costoso de alcanzar. Sin embargo, el hecho de que los precios no cumplan su rol en los mercados eléctricos responde más a la forma en que estos se han desregulado que a la naturaleza misma de la electricidad. En general, al desregular los mercados eléctricos se ha establecido competencia en generación y se ha mantenido a los clientes regulados con tarifas fijadas por la autoridad, de modo de protegerlos de las fluctuaciones de precio en los mercados mayoristas. Sin embargo, tal como concluyen Rudnick y Montero (2001), no es esperable que en dichos mercados se obtengan resultados competitivos si se mantiene a los consumidores finales aislados de los costos reales del sistema. Si un mercado es unilateral, es decir,

no existe reacción de la demanda ante incrementos en los costos de generación, no es posible que se alcance un equilibrio eficiente entre oferta y demanda.

En los tres mercados estudiados los consumidores no ven el costo real de la energía, lo que explica que su comportamiento de consumo no esté de acuerdo al nivel de escasez del recurso y que sea necesario realizar cortes forzosos de suministro para mantener la seguridad del sistema. Además de entorpecer el equilibrio entre la oferta y la demanda, los precios minoristas fijos facilitan el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, ya que al no existir elasticidad de la demanda, los generadores pueden subir los precios mayoristas sin experimentar bajas en el consumo [Bush00]. Las tres crisis estudiadas dejan en evidencia que se requieren precios más flexibles para que el mercado se adapte a las condiciones de oferta. Además, dada la naturaleza de la electricidad, se requieren esquemas de contratos que permitan a los agentes cubrirse de la volatilidad intrínseca de los precios spot [Bore01].

En California los precios minoristas fijos fueron la causa principal del colapso del sistema. Dieron los incentivos incorrectos que hicieron que el consumo haya aumentado en vez de disminuido, llevaron a las empresas distribuidoras a serias crisis financieras y colaboraron en profundizar el problema de poder de mercado mencionado.

En Brasil, a pesar de la escasez de energía los consumidores no vieron variar mayormente sus tarifas. La autoridad prefirió hacer un racionamiento parejo obligatorio, socializando el déficit, lo que además de ser poco eficiente, desincentiva a las distribuidoras para proteger a sus consumidores. Los consumidores que valoraban más la energía no podían consumir más y pagar por ello, sino que debían disminuir su consumo al igual que quienes la valoraban menos. Es más, si aumentaban su consumo se arriesgaban a ser castigados con cortes de energía. En la práctica, ninguno de los mecanismos de incentivos y castigos funcionaron correctamente, por lo que la gran disminución de consumo de energía (alrededor de 20%) que se logró en Brasil fue debido a los ahorros voluntarios de los consumidores, los que respondieron en forma sorprendentemente conciente a los llamados de las autoridades. Por su parte, el nuevo modelo fue diseñado para que la competencia sea por contratos, los que

aparentemente son libres, pero sin embargo están sujetos a un precio techo, llamado Valor Normativo (VN), que es fijado anualmente por ANEEL. El hecho de que sean los contratos los que tengan que ceñirse al VN y no al revés hace perder sentido a la desregulación, porque no permite a los precios cumplir su rol. Finalmente, si bien se pretendía que el mercado mayorista tuviera tres precios según el horario de consumo, en la práctica debido al efecto amortiguador de las centrales hidráulicas, los precios de horario punta, medio y bajo fueron siempre los mismos, por lo que no se promovieron las inversiones en capacidad de generación de punta.

En Chile, el sistema de precios se vio truncado por las limitaciones a las compensaciones y por la actuación poco decidida de las autoridades. Los precios de nudo, tal como se ha señalado, no pretenden ser contingentes, por lo que al no funcionar las compensaciones el mercado quedó sin ninguna señal que indicara a los consumidores el nivel de escasez de energía. De esta manera el consumo no bajó y se hizo necesario realizar cortes de energía para mantener la seguridad del sistema. Para reducir el impacto social, el manejo de la crisis se realizó a través de racionamientos parejos, sin considerar que los clientes que estaban contratados con empresas no deficitarias podrían haber estado pagando en sus contratos por esa calidad de servicio. A raíz de la crisis, se reformó la ley, estableciéndose compensaciones a todo evento, lo que si bien soluciona técnicamente el problema, implica exigirles a las empresas que compensen cuando se den hidrologías que no están consideradas en el cálculo de sus precios, lo cual no parece razonable y hace menos atractivo firmar contratos para abastecer a los clientes regulados, por lo que la medida no contribuye a dar más suficiencia al mercado en el largo plazo.

En los tres mercados estudiados la rigidez y poca contingencia de los precios minoristas fueron determinantes en la magnitud de la crisis. Una solución definitiva y de largo plazo para estos mercados pasa necesariamente por una flexibilización de los precios que enfrentan los consumidores finales, de modo que las decisiones de consumo estén de acuerdo al nivel de escasez del recurso.

4.2 Actuación de los Reguladores

La actuación de los reguladores fue un factor determinante para la magnitud final de las tres crisis estudiadas. En los tres mercados, y particularmente en

Brasil y Chile, la labor asignada a los reguladores era de vital importancia para el funcionamiento correcto del mercado en tiempo de escasez. Sin embargo, en los tres casos los reguladores actuaron en forma tardía y lenta, sin dar a tiempo las soluciones que el mercado requería.

En California, la existencia de múltiples agencias, tanto estatales como federales, no fue suficiente para que se tomaran las medidas necesarias para normalizar el mercado: subir precios de *retail*, permitir a las distribuidoras firmar contratos y monitorear debidamente el mercado. La existencia de tantas agencias significó que la responsabilidad se diluyó en todas ellas, siendo su actuación lenta y poco efectiva, demorándose más de seis meses en tomar medidas para superar la situación. La actuación de las autoridades estatales fue bastante deficiente, ya que actuaron principalmente de acuerdo a criterios más políticos que técnicos. Su discurso consistió básicamente en culpar a los generadores por los altos precios de la energía de modo de minimizar el costo político que la situación les producía. Por su parte, las autoridades federales dejaron al comienzo la iniciativa a las agencias estatales, asumiendo en forma tardía la responsabilidad que les correspondía.

En Brasil, la falta de inversión causante de la crisis es casi en su totalidad explicable por la incapacidad de las autoridades de planificar y llevar a cabo un proceso de privatización y desregulación ordenado y coherente, que incentive a la inversión en vez de alejarla. Las autoridades estaban al tanto del alto nivel de riesgo desabastecimiento por el que pasaría el sistema en los años 2000 y 2001, y sin embargo no planificaron planes de emergencia sino hasta que el déficit era evidente e inevitable. Además hay una serie de aspectos regulatorios que aun no han sido establecidos, y otros que han influido negativamente en la situación de escasez. En particular, los certificados de generación que ANEEL otorgó a los generadores hidráulicos para realizar los contratos iniciales fueron sobreestimados, resultando en que la capacidad de generación de dichas centrales era mucho menor que la que sus contratos requerían. Finalmente, durante la crisis las autoridades han propuesto distintos planes de contingencia, ninguno de los cuales se ha cumplido, lo que les ha restado credibilidad ante los agentes y ante los inversionistas.

En Chile, si bien la actuación de los reguladores no fue tan determinante como en los casos anteriores, también fue lenta y a pesar de tener algunas herramientas para manejar la situación, no hicieron uso de ellas [Rudn01]. Debido al costo político que ello podría implicar, la autoridad demoró el decreto de racionamiento, vital en el modelo chileno, y tampoco resolvió a tiempo las diferencias al interior del CDEC, lo que mantuvo al mercado sin precios spot por más de 4 meses. De esa forma, la autoridad no cumplió con las responsabilidades que la ley les asignaba, con lo que dejó al mercado sin los mecanismos necesarios para sobrepasar la situación de escasez.

En los tres casos, las agencias a cargo del sector eléctrico no eran independientes del gobierno, por lo que sus actuaciones respondieron más a criterios políticos de corto plazo que a criterios técnicos y económicos. Es común que las medidas correctas desde el punto de vista técnico y económico sean contradictorias con los intereses políticos de corto plazo de los gobernantes, por lo que no es esperable que instituciones dependientes de un gobierno tomen las medidas correctas de largo plazo en una situación de crisis energética. Subir los precios a los consumidores finales o decretar un racionamiento son medidas esencialmente impopulares, por lo que resulta irreal pensar que autoridades políticas estarán dispuestas a decretarlas aun cuando va en contradicción de su interés político. Es más resulta injusto exponer a las autoridades políticas a una carga semejante.

La lección de las tres crisis estudiadas es que la desregulación de mercados eléctricos es un proceso dinámico, que requiere instituciones independientes y flexibles, capaces de responder en forma rápida y efectiva ante las nuevas condiciones del mercado [Josk01a, Rudn01]. Para ello, la independencia de las instituciones a cargo de la política energética del gobierno de turno es fundamental.

4.3 Dirección de las instituciones

Como se puede ver a lo largo del trabajo, al desregular los mercados eléctricos se han creado instituciones centrales que realizan la operación del mercado. En California fueron el ISO y el PX, en Brasil el ONS y el MAE, y en Chile el CDEC. La conformación y la dirección de estas instituciones son fundamentales para que el funcionamiento del mercado sea independiente de los intereses de sus participantes.

En California, el ISO y el PX recibieron muchas críticas debido a la incapacidad de sus consejos directivos para proponer y llevar a cabo soluciones efectivas a los problemas detectados. Su conformación, a la que se había llegado después de cuoteos de todos los grupos de interés, hizo que fuera imposible lograr consensos para llevar a cabo las reformas que sus instituciones necesitaban. Esto fue reconocido por la FERC, por lo que en Diciembre de 2000 ordenó un cambio en la conformación sus directorios.

En Brasil, la influencia del ONS no ha sido determinante como en el caso de California. El desarrollo de este mercado fue mucho más conservador y el déficit es previo a su instauración, por lo que difícilmente podría culparse a las nuevas instituciones por el problema. Si bien su actuación ha sido normal, se le ha criticado una aparente falta de coordinación con la ANEEL y el MME en cuanto al traspaso de información relacionada a la situación de abastecimiento de energía. Su dirección recae sobre los agentes del mercado y las autoridades como se detalla en el capítulo 2.2.2, y posiblemente debido a que la remuneración de las centrales no tiene relación con su generación efectiva, no se han producido disputas en su interior. Por su parte el MAE fue intervenido en Febrero de 2002, ya que por su conformación y atribuciones surgían conflictos de interés entre sus integrantes. En su reemplazo, se creó un nuevo MAE, esta vez con personalidad jurídica y sometido a la regulación de ANEEL⁶⁵. Si bien esta reforma va en el sentido correcto, es importante señalar que dadas las condiciones del mercado eléctrico brasilero y tomando en cuenta que el desarrollo del mercado aun no ha finalizado, no resulta posible sacar conclusiones muy claras sobre el funcionamiento de las nuevas instituciones.

En Chile, la dirección del CDEC y los conflictos que surgieron al interior de él fueron actores importantes de la crisis. De haber existido un organismo más independiente, la crisis se habría solucionado sin duda de mejor forma. Es importante destacar que el reglamento eléctrico que entró en vigencia en Septiembre de 1998, previo a la crisis, establecía que las labores ejecutivas del CDEC debían ser

⁶⁵ Para mayor detalle, ver Medida Provisória N° 29, Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, 7 de Febrero de 2002.

independizadas de las empresas que lo conforman. Sin embargo, no hubo consenso entre las empresas para cambiarlo sino hasta Junio de 1999, después de muchas críticas sobre su actuación y de que las multas fueron sustancialmente aumentadas [Diaz00]. La nueva dirección del CDEC fue un gran adelanto, si bien se ha constatado que las presiones en su interior continúan. De hecho, la reciente renuncia de su presidente, pone en duda el hecho de que la operación sea totalmente independiente de las empresas.

Una de las conclusiones que se pueden extraer en este aspecto de las crisis estudiadas es que para que un mercado opere correctamente se requieren instituciones que funcionen en forma profesional e independiente. La operación de un sistema eléctrico requiere del concurso y del consenso de todos sus agentes, por lo que se necesita que la institución que lo gobierna sea capaz de imponer criterios comunes o al menos de hacer cumplir los reglamentos que los rigen. Por esta razón, una de las conclusiones que se puede sacar de las crisis estudiadas es que las autoridades y los participantes de los mercados eléctricos de California, Brasil y Chile debieran avanzar en independizar sus instituciones. Si bien es cierto que el operador del sistema debe tener una gran coordinación operacional con los agentes del mercado, ello no quiere decir que su dirección deba depender de ellos, sino que la legislación debe establecer los conductos adecuados de información.

4.4 Precios techo

Los precios techo o “price cap” son una herramienta muy usada para mitigar los efectos del ejercicio de poder de mercado en sistemas eléctricos. Su uso se justifica por el hecho de que la mayoría de los mercados eléctricos son imperfectos, en el sentido de que los consumidores no pueden participar activamente en el mercado enfrentándose con la oferta, lo que hace necesario que exista un mecanismo que los proteja cuando los precios son elevados en forma unilateral por los generadores. En general su uso correcto es bastante efectivo para estos fines, sin embargo, cuando son utilizados en forma permanente surgen tres problemas fundamentales. En primer lugar, el nivel del precio techo debe ser fijado por los reguladores, los que pueden alterarlo discrecionalmente, introduciendo de esta manera anomalías en el mercado. En segundo lugar, cuando el alza en los precios de la energía es debido a problemas

de escasez y no a ejercicio de poder de mercado, su efecto puede ser muy contraproducente, ya que impide al mercado adaptarse a las nuevas condiciones de oferta [Hoga01]. En tercer lugar, el uso de un precio techo bajo en el mercado de la energía puede impedir que se remunere correctamente la capacidad que es requerida sólo en períodos de punta, por lo que a la larga podrían llevar a una caída en la inversión en capacidad.

Por estas razones, si bien el uso temporal de precios techos es útil para normalizar el mercado, no es una solución definitiva a largo plazo, ya que no es compatible con la idea de desregular los mercados y dejar que los precios sean los que dan las señales de la inversión. En el largo plazo introducen una serie de alteraciones en el mercado, que pueden llevar a desincentivar la inversión. Si en realidad se tienen evidencias de ejercicio de poder de mercado, se debieran activar las agencias correspondientes, tales como las fiscalías económicas u organismos antimonopolios. Otra alternativa es usar precios techos que tengan incluidos mecanismos para relacionarlos con el nivel de disponibilidad de energía, de modo que no se activen si los precios suben por efectos de escasez. Sin embargo, un mecanismo de este tipo vuelve al problema de asignar funciones discrecionales a los reguladores, lo que no es recomendable por el costo que implica para quién debe ejercer tal función y por el mal manejo que se puede hacer de un instrumento semejante.

En California se han usado, una serie de precios techo tanto en el ISO como en el PX. Ello ha distorsionado los resultados del mercado y ha cultivado diversos males, tales como subprogramación crónica en el PX, llamados a generar fuera del mercado, etc. En Brasil, la forma en que se diseñó el traspaso a los consumidores finales del precio establecido en los contratos entre generadores y distribuidores, resultó en que dichos contratos están sujetos a un precio techo (VN). De esa manera, el *driver* de inversión del modelo quedó inutilizado, ya que al no poder cobrar más a los consumidores que el VN, ningún distribuidor va a estar dispuesto a firmar un contrato con un valor mayor, lo que puede llevar a problemas de sub inversión en generación. Lo correcto sería que el VN se ajustara de acuerdo al precio estipulado en los contratos, tal como se hace en Chile, donde los precios regulados deben estar en un rango de 10% de los precios libres. De esa manera, los

precios regulados siguen a los precios libres, lo que entrega una señal adecuada al mercado sobre la importancia de captar grandes clientes.

4.5 Propuestas para el Mercado Chileno

A raíz de la crisis de 1998-1999, la Comisión Nacional de Energía (CNE) elaboró un proyecto de ley para reformar radicalmente el mercado eléctrico chileno. La reforma incluía la creación de un operador independiente del sistema y una bolsa de energía, similar a lo creado en California. Debido a las dificultades por las que ha pasado este mercado, a la posterior crisis en Brasil, y al debate que se generó en Chile, el ejecutivo decidió realizar un estudio más a fondo del asunto, postergando la reforma.

En general existe consenso en que la legislación chilena requiere cambios. Sobre lo que no existe consenso es en si debe rescribirse el modelo o reformar algunos aspectos del modelo actual. Con el proyecto original, la CNE (“Ley Larga”) había optado por la primera alternativa, pero afortunadamente las crisis de California y de Brasil tuvieron un impacto positivo para Chile, en el sentido de que permitieron a las autoridades y agentes darse cuenta de las dificultades que tiene realizar una reforma a gran escala en un mercado eléctrico como el chileno [Rudn01]. Por otra parte, tal como se señala en [Watt02], el proyecto de bolsa de energía en Chile plantea elementos conceptualmente correctos para perfeccionar el modelo chileno, tales como un operador del sistema independiente, determinación de precios en base a ofertas y no costos, etc., que ayudan a hacer más transparente el sector. Sin embargo, la reciente crisis en California ha mostrado lo vulnerables que son los sistemas eléctricos al ejercicio de poder de mercado y Brasil ha demostrado que los mercados con mezcla de generación térmica e hidráulica son los más complejos para ser desregulados. El mercado chileno tiene un mix hídrico térmico importante y su propiedad se encuentra especialmente concentrada, por lo que, tal como se señala en [Watt02a], no cumpliría con el requisito mínimo para que se dé una competencia sana y positiva en un esquema de bolsa con ofertas libres.

Alternativamente a la “Ley Larga”, la CNE creó otro proyecto de ley, llamado “Ley Corta”, que básicamente aborda tres aspectos; establece un nuevo esquema de cobro por transmisión de energía, faculta al gobierno para llamar a

licitación internacional de potencia en caso de escasez en el sistema, y finalmente, crea mecanismos para la interconexión SIC-SING. Sin entrar en detalle en este proyecto, los dos últimos aspectos no parecen adecuados, ya que es un mal precedente legislar para situaciones puntuales. El gobierno teme una situación de abastecimiento ajustado para el año 2003, por lo que a través de esta ley pretende tener los medios para poder enfrentarla. Sin embargo, la actual legislación es coherente y si bien requiere algunas reformas, entrega todas las herramientas para afrontar estas situaciones. Lo correcto es hacer un buen uso de las facultades que la ley entrega bajo el actual modelo y no hacer leyes ad-hoc ante cualquier eventualidad que terminarán por debilitar el modelo. En particular, la ley que faculta al gobierno para llamar a licitación de potencia interviene el mercado y es un mal precedente, ya que no promueve la inversión responsable y permanente de las empresas. Si la autoridad estima que faltará capacidad debiera dar las señales adecuadas a través de los instrumentos que maneja: precios nudo y margen de reserva teórico. Un buen uso de estos mecanismos debiera solucionar el problema.

El esquema actual del sector eléctrico chileno ha funcionado razonablemente bien ya que ha fomentado inversiones eficientes y ha permitido una reducción de los precios de la energía. Desde ese punto de vista, y dadas las características propias del mercado, no resulta recomendable reemplazar este modelo por uno radicalmente distinto, al menos mientras las condiciones de concentración de propiedad en generación se mantengan. Sin embargo, resulta evidente que se necesitan algunas reformas para adecuarlo a las condiciones actuales del mercado y para hacerlo más robusto. Por ello, a continuación se señalan algunas propuestas destinadas a mejorar en el mercado chileno los aspectos que influyeron en las crisis profundizando las crisis estudiadas.

La crisis dejó en evidencia que se requieren precios minoristas más flexibles que permitan ajustar el consumo ante situaciones de escasez. Ha raíz de la crisis se han hecho una serie de propuestas⁶⁶ que pretenden introducir esquemas mediante los cuales los precios que pagan los consumidores que aumentan su

⁶⁶ Ver [Chum00] y [Berns99]

consumo se eleven, pero que los generadores no perciban ese incremento en el precio. Estos mecanismos se ven como un complemento al sistema de compensaciones.

Si bien el sistema de compensaciones está teóricamente bien diseñado, su metodología es compleja y nunca ha funcionado. Muy pocos consumidores saben de su existencia y aun menos saben como funcionan. Además, el mecanismo presupone que todos los consumidores son agentes económicamente racionales, en el sentido de que si enfrentan una compensación dejarán de consumir, lo que puede no ser totalmente cierto para algunos consumidores que pueden estar más preocupados por el nivel de gasto que por un posible retorno, por lo que si se les asegura que pueden consumir lo mismo al mismo precio que antes, es posible que lo hagan.

Por esa razón, se recomienda dar mayor flexibilidad a los precios nudo, de modo que la importancia de las compensaciones disminuya gradualmente. Mientras más contingente sea el precio nudo, menor será la relevancia de las compensaciones. En [Mont00] se estima que las pérdidas económicas asociadas a la inflexibilidad de los precios minoristas del mercado chileno están en el rango 5-10% del costo total. Además se requiere una capacidad 30% superior que en caso de precios minoristas fueran completamente flexibles. Por esta razón, se recomienda realizar una actualización de los precios nudo mensualmente, modificando su forma de cálculo para hacer que aumente la ponderación de las condiciones actuales del sistema, reduciendo el impacto de las condiciones estimadas para el futuro. Adicionalmente, se propone introducir un sistema de tarificación más dinámico para clientes regulados, de modo de contar con distintas tarifas a lo largo del día, del mismo modo que las tarifas de teléfonos. Ello permite desplazar consumos desde horas de mayor consumo a horas de menor consumo, con la consecuente disminución en la potencia de punta requerida [Coll02]. Para esto se requeriría contar con medidores especiales que contabilizaran el consumo en cada bloque horario.

En general hay consenso en cuanto a que la relevancia de los precios nudo debiera bajar. Para ello la autoridad ha propuesto aumentar la cantidad de clientes libres, bajando gradualmente el nivel de potencia que los caracteriza desde 2 MW hasta 200 KW. Esto unido a una reducción del margen de desviación de los precios nudo respecto a los precios libres, desde 10% a 5%, haría bajar las disputas en torno a

la fijación de tarifas. Además, últimamente han surgido propuestas en torno a eliminar definitivamente los precios nudos, reemplazándolos por licitaciones públicas en que las generadoras compitieran únicamente por precio. En teoría esto podría ser positivo, si bien se debiera velar por que efectivamente exista competencia en esas licitaciones. Un elemento que ayudaría en ese sentido es la introducción de comercializadores de energía, lo que reduciría la posibilidad de colusión entre generadores y distribuidores. Sin embargo, para poder introducir comercializadores en el mercado chileno, primero habría que resolver el problema de los cobros por transmisión y distribución.

En cuanto a las disputas al interior del CDEC, se propone resolverlas mediante la introducción de arbitrajes privados o comités permanentes, de modo de liberar a la autoridad de su rol de arbitro en conflictos privados. Este rol ha representado una pesada carga para los reguladores ya que sea cual sea la resolución siempre habrá una parte que saldrá más perjudicada, y por lo tanto, independiente de su accionar, el regulador siempre se desprestigia. Esto sería justificable sólo si el problema no pudiera solucionarse de otra manera, pero habiendo alternativas, no parece razonable exponer a los reguladores a tales labores. Por otra parte, se propone la creación de garantías de pago al interior del CDEC que respalden los intercambios entre generadores, de modo de evitar disputas entre generadores y de darles señales claras a éstos para que eviten ser deficitarios en situaciones de escasez.

Adicionalmente, para cumplir con la necesidad de tener reguladores independientes que se guíen por criterios técnicos y no políticos, se propone que el organismo a cargo de la política energética (Comisión Nacional de Energía) sea independizado del gobierno de turno y se establezca como un cuerpo autónomo, con su directiva nombrada por períodos fijos por el Congreso.

Por otra parte, para hacer frente a situaciones de escasez, se propone establecer un sobreprecio a los consumidores que aumenten su consumo en estos períodos, el cual no sería percibido por las empresas generadoras, sino que se puede utilizar para compensar a los clientes que disminuyan su consumo. Además, se propone realizar racionamiento parejo sólo sobre los clientes regulados de modo de dar incentivos a las generadoras y clientes libres de firmar contratos responsables que

puedan ser cumplidos. De esa manera se fomentaría un mercado en el cual la seguridad de suministro se valoraría económicamente.

Finalmente, se propone reestablecer el Margen de Reserva Teórico en 15%, como fue hasta 1997, dejándolo fijo en ese valor. Este mecanismo sirve para pagar a aquellos generadores que respaldan el sistema y que generan sólo en los períodos de mayor demanda o de escasez y es un elemento central de la legislación para promover el respaldo del sistema. Con la introducción de grandes centrales a ciclo combinado es evidente que el respaldo que esas unidades requieren en caso de una falla es mayor que si se generara con unidades menores. Además, es recomendable que el MRT sea un valor fijo y no esté sujeto a cambios discrecionales según la intención de la autoridad de turno. Ello entregaría al mercado señales de inversión más claras a largo plazo.

BIBLIOGRAFIA

- [Albu99] ALBUYEH, F. y ALAYWAN, Z. (1999) **“Implementation of the California Independent System Operator”**
- [Alay00] ALAYWAN, Z. (2000) **“Understanding the California Firm Transmission Rights”**. California Independent System Operator. March 10, 2000. <http://www2.caiso.com/aboutus/articles/>
- [Barr01] BARROSO, L., LINO, P., KELMAN, R. y PEREIRA, M. (2001) **“Can Brazil Learn From California? Challenges of Power Deregulation in a Predominantly Hydroelectric System”**. IEEE PES 2001 Summer Meeting, Vancouver, BC, Canada .July, 15-19, 2001. Mercados de Energía/Power Systems Research.
- [Berns99] BERNSTEIN, S. (1999) **“Racionamiento Eléctrico: Causas y Posibles Soluciones”**, Puntos de Referencia N° 209, Centro de Estudios Públicos, Mayo 1999.
- [Bnde99] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (1999), **“The Supply of Electricity in Brazil”**, Infrastructure Report N°37, August 1999. <http://www.bndes.gov.br>
- [Bore99] BORENSTEIN, S. (1999) **“Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets”** Working Paper PWP-067, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, CA.
- [Bore00] BORENSTEIN, S. y BUSHNELL, J. (2000) **“Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?”** Regulation, Vol. 23, No. 2, 46-52

- [Bore01] BORENSTEIN, S. (2001) **“The Trouble With Electricity Markets (and some solutions)”** Working Paper PWP-081, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, CA.
- [Bush99] BUSHNELL, J. y WOLAK, F. (1999) **“Regulation and the Leverage of Local Market Power in the California Electricity Market”**. Working Paper PWP-070, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, CA.
- [Bush00] BUSHNELL, J., BORENSTEIN, S. y WOLAK, F. (2000) **“Diagnosing Market Power in the California’s Deregulated Wholesale Electricity Market”**. Working Paper PWP-064, University of California Energy Institute, University of California, Berkeley, CA.
- [Bush01] BUSHNELL, J., BORENSTEIN, S., KNITTEL, C. y WOLFRAM, C. (2001) **“Death of a Market: Trading Inefficiencies in California’s Electricity Markets”**.
- [Cash01] Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) **“Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica”**, disponible en <http://www.ana.gov.br/>
- [Chan00] CHANDLEY, J., HARVEY, S. y HOGAN, W. (2000) **“Electricity Market Reform in California”**, Working Paper, John F. Kennedy School of Government, Harvard University. November 22, 2000
- [Chum00] CHUMACERO, R., PAREDES, R. y SÁNCHEZ, J. M. **“Regulaciones para crisis de abastecimiento: Lecciones del racionamiento eléctrico en Chile”**, Cuadernos de Economía, Año 37, N° 111, pp. 323-338, Agosto 2000.

- [Coll02] COLLEDGE, J.A., HICKS, J., ROBB, J.B. y WAGLE, D. (2002) “**Power by the minute**”. McKinsey Quarterly 2002, Number 1, pp. 73-81, Enero 2002.
- [Diaz00] DIAZ, C., GALETOVIC, A. y SOTO, R. (2000) “**La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones**”, Estudios Públicos N° 80, pp.149-192, Centro de Estudios Públicos, Santiago de Chile, Primavera 2000
- [Giam01] GIAMBIAGI, F., GOSTKORZEWICZ, J. y PIRES, J.C.L. (2001) “**O Cenário Macroeconómico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil**”. Textos para Discussão N° 85, BNDES, Rio de Janeiro, Brasil. Marzo, 2001.
- [Harv00] HARVEY, S. Y HOGAN, W. (2000) “**California Electricity Prices and Forward Market Hedging**”, Working Paper, John F. Kennedy School of Government, Harvard University. October 17, 2000.
- [Hoga01] HOGAN, W. (2001) “**Statement of Profesor William W. Hogan Before The Committee on Govermental Affairs**”. United States Senate. June 13, 2001.
- [Jacc01] JACCARD, M. (2001) “**The California Electricity Reform Debacle**”, Working Paper, School of Resource and Environmental Management, Simon Fraser University, Vancouver, Canadá.
- [Josk00] JOSKOW, P. (2000) “**Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Sector**”. Peltzman and Winston Eds., *Deregulation of Network Industries: What's Next?*, Washington, DC: AEI-Brookings Joint Center for Regulatory Studies, 2000.

- [Josk01] JOSKOW, P. (2001) **“California’s Electrical Market Meltdown”**. Center for Energy and Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology, Enero 2001.
- [Josk01a] JOSKOW, P. (2001) **“California’s Electricity Crisis”**, por aparecer en el Oxford Review of Economic Policy, 28 Noviembre, 2001.
- [Kahn01] KAHN, E. y JOSKOW, P. (2001) **“A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000”**. Working Paper 8157, National Bureau of Economic Research, 15 Enero, 2001.
- [Mae01] ANEEL (2001). **“1^{est} Stage MAE Rules”**. Aneel Resolution #290/2001, Final Version 2.2 a, 21/06/2001.
- [Mcmi00] McMILLAN, J. (2000) **“Using Markets to Solve Public Problems”**, Graduate School of Business, Stanford University, CA. Junio, 2000.
- [Mont00] MONTERO, J-P y RUDNICK, H. (2000) **“Precios Eléctricos Flexibles”**. Cuadernos de Economía, Año 38, N° 113, pp. 91-109, Abril 2001.
- [Mont01] MONTERO, J-P. y SANCHEZ, J.M. (2001) **“Crisis Eléctrica en California: Algunas Lecciones para Chile”**. Estudios Públicos, N° 83, Invierno 2001, 139-162. Centro de Estudios Públicos. Santiago de Chile.
- [Pare01] PAREDES, R. y SAPAG, J.M. (2001) **“Fortalezas y Debilidades del Marco Regulatorio Chileno”**, CIADE, Universidad de Chile, Mayo 2001.

- [Pire99] PIRES, J. C. L. (1999) **“The Reform Process within the Brazilian Electricity Sector”**. Infrastructure Report, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Brasil, 1999.
- [Pire99a] PIRES, J. C. L. (1999) **“Capacity, Efficiency and Contemporary Regulatory Approaches in the Brazilian Energy Sector: The Experiences of ANEEL and ANP”**. Infrastructure Report, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Brasil, 1999.
- [Psri01] POWER SYSTEM RESEARCH INC. (1998) **“Overview of the Brazilian Regulatory Framework”**. PSRI Technical Report 39/98, September 1998. www.psr-inc.com/psr/reports.html
- [Roza99] ROZAS, P. (1999) **“La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria”**. Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile, Diciembre, 1999.
- [Rudn01] RUDNICK, H. Y MONTERO, J-P. (2001) **“Second Generation Reforms in Latin America and the California Paradigm”**. artículo enviado a una edición especial de Journal of Industry, Competition and Trade, 2001.
- [Ruff00] RUFF, L. E.(2000) **“The MAE Rules: Report to ANEEL”**, documento elaborado para ANEEL, 26 de Junio, 2000.
- [Rodr01] RODRIGUES, A.P. y PIRES J.C.L.(2001) **“Para Revitalizar o Sector de Energia”**, Gazzeta Mercantil, 10 de Abril de 2001.
- [Stof98] STOFT, S. (1998) **“Gaming Intra-Zonal Congestion in California”**. Marzo 1998. Disponible en <http://www.stoft.com/x/other/misc07.pdf>

- [Watt02] WATTS, D., ATIENZA, P. y RUDNICK, H. (2002) **“Second Generation Reforms in Chile, Power Exchange Model. The Solution?”**, artículo enviando a EuroPES 2002, Second IASTED International Conference, Creta, Grecia. Junio 2002.
- [Watt02a] WATTS, D. y RUDNICK, H. (2002) **“Market Power in a Hydrothermal System”**, artículo enviando a IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology, PowerCon 2002. Kunming, China. Octubre 2002.
- [Weis00] WIESSMILLER, R., MONSEN, W. y McCLARY, S. (2000) **“California at Sea: The Perfect Political Storm”** Chadbourne & Parke LLP, Project Finance NewsWire, Diciembre 2000.
- [Wola98] WOLAK, F., NORDHAUS, R. y SHAPIRO, C. (1999) **“Preliminary Report On the Operation of the Ancillary Services Market of the California Independent System Operator (ISO)”**. Market Surveillance Committee of the California ISO, August 19, 1998
- [Wola99] WOLAK, F. (1999) **“Report on Redesign of California Real-Time Energy and Ancillary Services Markets”**. California ISO Market Surveillance Committee. October 18, 1999
- [Worl01] The World Bank, (2001) **“The California Power Crisis: Lessons for Developing Countries”**, Energy and Mine Sector Board, April 2001.
- [Zych00] ZYCHER, B. (2000) **“Kepping the Power On”**, Regulation, Vol. 23, N°4, 7-11.