

ÍNDICES DE “MARK UP” EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE ARGENTINA (L1, L4)

DIEGO MARTÍN BONDOROVSKY *

CENTRO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS DE LA REGULACIÓN (CEAV/UADE)

RESUMEN:

La intención de este trabajo es analizar el grado de competencia en el sector de generación eléctrica para cuatro períodos estacionales comprendidos entre 1999 y 2001. Mediante la simulación de despachos teóricos se trata de determinar un escenario en el cual las firmas no puedan tener conductas anticompetitivas. Este “benchmark” es luego testado con el despacho real por medio de Índices de Lerner. Los índices obtenidos, si bien no pueden ser usados directamente para diagnosticar poder de mercado, muestran persistentemente desvíos del ideal de competencia perfecta.

ABSTRACT:

The intention of this paper is to assess the degree of competitiveness in the electricity generation sector for four seasonal periods between 1999 and 2001. A scenario where no firm can behave strategically is achieved by means of a simulation of theoretical dispatches. Lerner indexes are then used in order to test how this “benchmark” differed from the system dispatch. The obtained indexes, whether can not be used directly to assess market power, show persistent deviations from the ideal of perfect competition.

() Agradezco los comentarios de Carlos Romero y la ayuda brindada por David Pacini y Mariano Gonzalez en el manejo de la base de datos.*

I. Introducción

En el año 1992 bajo el marco legal brindado por la ley nacional 24.065 la industria eléctrica de la República Argentina experimentó un profundo proceso de reforma estructural y de privatización de sus principales empresas. El monopolio estatal eléctrico, compuesto por Segba S.A, Hidronor S.A y Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado, fue desmembrado y sus empresas divididas en tres segmentos diferenciados: generación, transmisión y distribución. La reestructuración de las empresas de cada uno de estos segmentos de la industria se ha caracterizado por distintivos procesos de desintegración horizontal y de traspaso al sector privado.

En particular, el segmento de generación fue organizado como actividad de riesgo y por lo tanto desregulado. El Gobierno Nacional desintegró horizontalmente este segmento en 15 empresas de las cuales 7 ya habían sido privatizadas hacia fines de 1992.¹

Los cambios tecnológicos han provocado que las indivisibilidades tradicionalmente registradas en la generación sean actualmente mucho menores y que se pueda hablar de umbrales mínimos de entrada más bajos, lo que posibilita la participación de un mayor número de agentes en esta etapa de la industria.² Esto permitió estructurar esquemas de funcionamiento de la producción bajo condiciones de competencia al nivel de las plantas generadoras. Por otro lado, para acceder al mercado sólo se deben cumplir determinados requerimientos de tipo técnico que están especificados en la normativa³. Por lo tanto la única restricción que enfrentan los agentes entrantes es la del acceso definido para la red de transporte eléctrico.

¹ A diferencia de otros procesos desregulatorios como el instrumentado en Inglaterra y Gales, el operador del sistema de despacho de energía no ha sido la concesionaria de la red sino un órgano independiente, Cammesa, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, formado por representantes de las empresas de las distintas etapas de la industria y del gobierno.

² La etapa de generación hasta la década del 80 se había caracterizado por ser un mercado de altos costos hundidos. A partir del 80 el desarrollo de turbinas de gas de ciclo combinado y la baja del precio mundial de este combustible en la última década han permitido la proliferación de generadores independientes.

³ Básicamente, los generadores deben cumplir los siguientes requisitos de acceso: 1) El generador, ser titular de un establecimiento dedicado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción total o parcial en algún punto de conexión de la red. 2) El cogenerador y el autogenerador, deben tener una potencia instalada mínima de 1 MW. El autogenerador, además debe tener una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el 50% del total de su demanda anual de energía. 3) Adicionalmente, la empresa que desee ingresar como nuevo agente del mercado mayorista eléctrico, deberá efectuar el pedido ante la Secretaría de Energía para obtener la habilitación correspondiente con una antelación no menor a 90 días corridos a la fecha prevista de ingreso. Asimismo, deberá solicitar a Cammesa el pedido de verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos para la administración de sus transacciones y el despacho de energía y potencia en el MEM, así como a la empresa transportista el acceso a la utilización de sus redes.

La cantidad de agentes que intervienen directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista⁴, tanto del lado de la oferta como de la demanda, ha aumentado considerablemente desde la reestructuración del sector. En la Tabla 1 se muestra esta evolución desde 1993.

Tabla 1: Evolución de la cantidad de agentes del MEM

Tipo de agente	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Generadores	22	27	33	38	40	40	40	39	39
Transportistas (a)	6	13	20	20	24	29	43	54	58
Distribuidoras	21	21	23	25	28	28	47	54	58
Autogeneradores	2	5	9	9	11	12	12	13	11
GUME	0	0	207	458	793	1497	1541	1430	1828
GUMA	9	69	189	246	331	373	390	379	364
GUPA	-	-	-	-	-	-	26	58	51
Cogeneradores	-	-	-	-	2	3	3	3	3
Comercializadores	-	-	-	-	-	1	2	3	4
PAFTT no Agentes	-	-	11	16	20	30	24	25	30
Total	60	135	492	812	1249	2013	2128	2058	2446

Notas: (a) incluye transporte en Alta Tensión, distribuidoras troncales y la prestación de la función técnica de transporte (PAFTT)

Fuente: Camessa

La actividad de producción está constituida por los generadores, los cogeneradores y los autogeneradores. Los primeros son los dedicados exclusivamente a la venta de energía eléctrica al MEM, los cogeneradores son los productores de otros bienes que venden energía eléctrica como un subproducto de su producción. Los autogeneradores son aquellas empresas que cuentan con plantas de generación que son usadas principalmente para su autoabastecimiento y que comercian en el MEM los saldos.

La generación de energía eléctrica puede dividirse en dos grupos. Aquel que se encuentra vinculada a los sistemas interconectados, por un lado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) del que forma parte del mercado mayorista (MEM) y por el otro al sistema patagónico (MEMSP)⁵. El otro grupo, es el denominado de generación aislada y como su nombre lo indica, abastece regiones que no se encuentran vinculadas al mercado. Este tipo de generación, en aquellos casos en que el estado provincial era el propietario, fue transferido al sector privado -en las provincias donde se llevó a cabo el proceso de privatización- junto con las empresas distribuidoras.

Con respecto a la generación vinculada al MEM, se pueden definir en el país claramente siete regiones donde se concentra la producción de energía eléctrica. En la Tabla 2 se expone la localización de la capacidad de producción por tipo de tecnología.

⁴ Se entiende como agente reconocido del MEM a aquellos que, cumpliendo determinados requisitos técnicos, se encuentran conectados al sistema y están facultados para comprar y vender en el mercado. Quedan excluidos los auto-productores, es decir, los usuarios que se autoabastecen (total o parcialmente) a través de grupos generadores propios.

⁵ La región patagónica no se encuentra vinculada al resto del país, sino que forma un mercado aparte, con despacho de máquinas y precios propios.

Tabla 2: MEM, Capacidad instalada de generación por región y tipo de tecnología (MW)

I. Diciembre de 1993

Región	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb.	Comb. Interna	Total Térmico	Nuclear	Hidro	Total	Estructura
Cuyo	245	119	89	15	468		783	1,251	8.1%
Comahue	30	281		60	371		3,501	3,872	25.2%
NOA	325	193		107	625		178	803	5.2%
Centro	249	392		50	691	648	948	2,287	14.9%
GBA-LI-BAS	4,146	668		188	5,002	370	1,103	6,475	42.1%
NEA	45	311	70	160	586		121	707	4.6%
TOTAL	5,040	1,964	159	580	7,743	1,018	6,634	15,395	100.0%
	32.7%	12.8%	1.0%	3.8%	50.3%	6.6%	43.1%	100.0%	

II. Diciembre de 2001

Región	Turbo Vapor	Turbo Gas	Ciclo Comb.	Comb. Interna	Total Térmico	Nuclear	Hidro	Total	Estructura
Cuyo	120	90	374		584		692	1,276	5.7%
Comahue		578	708		1,286		4,485	5,771	25.8%
NOA	261	340	447	4	1,052		180	1,232	5.5%
Centro	227	297	64		588	648	914	2,150	9.6%
GBA-LI-BAS	3,882	611	4,254		8,747	357	945	10,049	45.0%
NEA	25	123			148		1,710	1,858	8.3%
TOTAL	4,515	2,039	5,847	4	12,405	1,005	8,926	22,336	100.0%
	20.2%	9.1%	26.2%	0.0%	55.5%	4.5%	40.0%	100.0%	

Fuente: Secretaría de Energía

La capacidad total aumentó 45% entre puntas, y las regiones que incorporaron mayor capacidad de oferta fueron NEA, Comahue; y Buenos Aires-Litoral. Como se puede observar el 70% de la capacidad instalada se concentra en esta últimas dos regiones, que tienen características bien diferentes. La zona del Comahue, con generación fundamentalmente de origen hidráulico, es una región netamente exportadora de energía eléctrica. Por el contrario, el área de la provincia de Buenos Aires y Litoral, que concentra el 70% de la demanda de energía eléctrica del país (el Gran Buenos Aires supera el 40%), es una región importadora.

En el caso del NEA se trató de capacidad hidráulica proveniente de la puesta en marcha de las turbinas de Yacyretá. En el Comahue, por su parte ha aumentado la capacidad térmica como resultado de la integración vertical de la industria del Petróleo y Gas con la producción de energía eléctrica. En la zona de Buenos Aires y Litoral se deben resaltar también la localización de nueva capacidad térmica que puede ser explicada por dos razones. Una corresponde a las restricciones de transporte de las líneas de alta tensión que no hacen posible utilizar la totalidad de la capacidad de generación de las zonas con menores costos. La otra razón es la existencia de contratos de compra de gas a bajo precio como resultado de la subutilización de los gasoductos en determinadas épocas del año.

El proceso de reestructuración llevado a cabo permitió que el sector privado participe activamente en este segmento, concentrando aproximadamente el 74% de la capacidad instalada del país a fines de 2000. El estado nacional tiene a su cargo las centrales nucleares y los emprendimientos hidroeléctricos binacionales (18% de la capacidad del MEM). El restante 8% es la generación de cooperativas y empresas municipales y provinciales, de los cuales la mayor parte (6%) corresponde a Córdoba, Buenos Aires y Mendoza.

Además, la corriente de inversiones realizada en el sector tuvo como consecuencia inmediata una marcada reducción en los índices de indisponibilidad del parque térmico. Los valores anuales de este índice entre 1992 y 2000. Se observa una caída del orden del 58% entre 1992 y 1997. Sin embargo, a partir de este último año se produjo un rebote hacia valores cercanos al 25% de la capacidad total. Este hecho, junto con la incorporación de nuevos equipos de mayor eficiencia redundó en una significativa disminución (53%) del precio monómico (energía más potencia) en el mercado mayorista (spot) en el mismo período considerado.

A partir del año 1993, producto del aumento de la capacidad de transporte de los gasoductos troncales, se observó una mayor disponibilidad de gas para las centrales térmicas, reemplazando de esta manera (en especial durante los meses de invierno) el uso de combustible alternativo (Fuel Oil y Gas Oil). Este hecho junto con la mayor disponibilidad térmica, tanto por mejoras introducidas en las unidades de negocio privatizadas como por la incorporación de nuevo equipamiento térmico –Grupos TG- más eficientes, algunos de ellos localizados en boca de pozo, explican la importante disminución del precio mayorista durante los primeros años. También en este sentido, colaboró la mayor hidraulicidad observada a partir de ese año en las cuencas del Comahue, río Uruguay y Paraná.

También la inversión pública ha jugado un importante papel al analizar la evolución de las inversiones en generación. Por un lado se hizo cargo de los megaproyectos de generación hidráulica y nuclear, y por otro lado financió parte de pequeñas inversiones en zonas aisladas del mercado. Es importante separar la propiedad pública de las empresas de generación ya que cambia el espacio de estrategia de los operadores privados. Diversas simulaciones revelan que si las empresas públicas se comportan de manera competitiva proveen un fuerte impedimento a las empresas privadas para que ejerzan poder de mercado.⁶

Resumiendo, luego de la reestructuración se ha producido una entrada de nuevos oferentes, una fuerte caída en los precios mayoristas de la energía y el mejoramiento de los niveles de calidad de generación medidos por el índice de disponibilidad. Este comportamiento parece haberse estabilizado hacia fines del período analizado.

La intención de este trabajo es analizar el grado de competencia en el sector de generación eléctrica para cuatro períodos estacionales comprendidos entre 1999 y 2001. Para tal fin, en la sección II se analizará el poder de mercado en el marco del mercado de generación. En la sección III se introduce el análisis llevado a cabo por este trabajo mediante la utilización de índices de concentración para medir la existencia de poder de mercado. Por último en las conclusiones se evalúan los resultados.

II. Poder de mercado en el marco del mercado de generación

Aunque desde 1997 la capacidad instalada no ha variado sustancialmente, se ha registrado en los últimos años un fuerte proceso de fusiones y adquisiciones con el riesgo de que este hecho repercuta en conductas de poder de mercado.⁷ Los procesos de concentración horizontal llevados a cabo por las empresas redefinen la estructura de mercado donde estas se desenvuelven y pueden determinar el cambio del tipo de competencia entre ellas. Por ejemplo, la fusión entre dos o más empresas en un mercado

⁶ Schmalensee y Golub (1984)

⁷ Chisari et al. (2002)

disminuye el número de competidores efectivos y de ese modo puede facilitar la aparición de prácticas concertadas tendientes a fijar precios o repartir cuotas de mercado incrementando el poder de mercado de las empresas intervinientes. Sin embargo, el mercado eléctrico de generación demanda un análisis aislado de su comportamiento afín de analizar el poder de mercado de las firmas participantes ya que presenta características peculiares que pueden acentuar su ejercicio como son: un producto homogéneo como la electricidad, demanda de corto plazo relativamente inelástica y restricciones importantes de red.⁸

El mercado eléctrico en Argentina se equilibra a un precio único en forma horaria. Dado que las firmas "tomadoras de precio" venden su producto al precio de mercado mayorista o precio spot, y éste se ubica en general por encima del costo marginal de cada una de las generadoras que produce, éstas pueden cubrir todos sus costos, incluyendo sus costos fijos de operación. Si la función de costo marginal de la industria exhibe distintos escalones-como es el caso en Argentina- entonces un equilibrio de mercado competitivo puede ser alcanzado en donde el precio exceda el costo marginal de todas las generadoras produciendo (incluido la última), pero donde éste sea todavía menor que el costo de producir una unidad de energía extra. (ver apéndice)

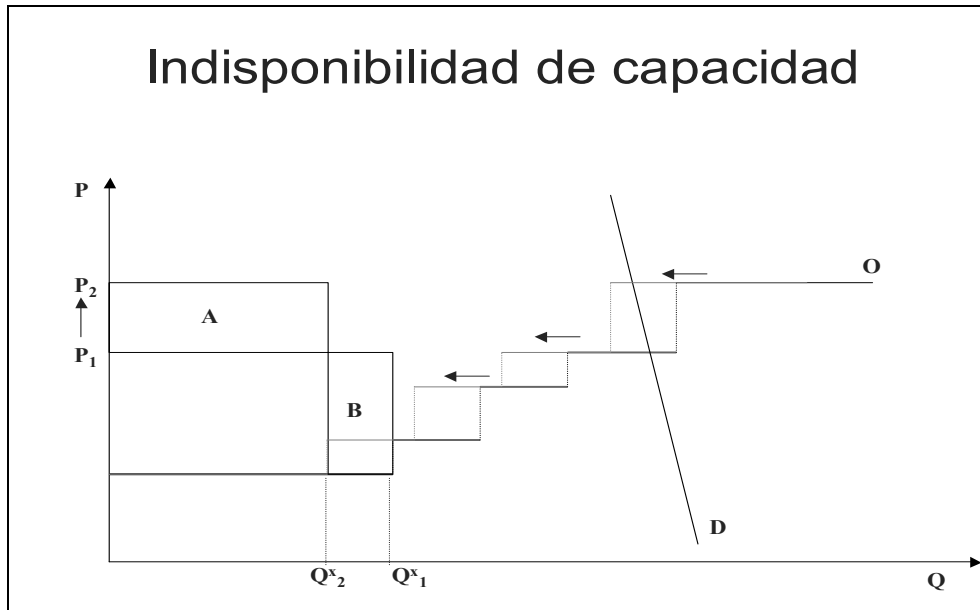
Una firma ejercerá poder de mercado cuando estratégicamente reduzca la producción, por ejemplo declarándose indisponible, en función de afectar mediante tal comportamiento el precio de mercado.⁹ Cuando una firma con poder de mercado reduce el producto entregado, su producción es usualmente reemplazada por otra cuyo costo de generación es mayor. De esta forma, aunque el costo marginal de la última firma operando en un determinado momento puede ser inclusive igual al precio de mercado, el poder de mercado estará presente si hay otros generadores con costos menores a ese precio que están eligiendo oportunísticamente no ofrecer su producto.

El gráfico a continuación muestra la decisión de una generadora de retirar capacidad del mercado. Se puede observar que al declararse indisponible capacidad, la curva de oferta se eleva un escalón debido a que otra generadora de mayor costo ocupa su lugar. Como consecuencia el precio de mercado se incrementa desde p_1 a p_2 . La generadora que retira capacidad deja de ganar el área B. Sin embargo, los propietarios de todas las máquinas generando tendrán un beneficio extra. En particular en el gráfico se muestra aquellas máquinas de menor costo a la saliente, cuyo beneficio marginal está dada por el área A. En caso de que el propietario de la máquina indisponible posea también las generadoras de bajo costo, o exista algún tipo de comportamiento colusivo entre los agentes, será conveniente para éste retirar capacidad si el área A es superior a la B.

⁸ Altos costos de almacenamiento son un factor extra de poder de mercado ya que no existen inventarios disponibles como diversificación de la oferta si una firma trata de ejercer poder de mercado.

⁹ En Argentina en particular las generadoras no declaran el precio por la cual están dispuesta a ofrecer energía (su precio de oferta), sino que declaran en forma estacional sus costos variables de producción. Este sistema basado en declaraciones estacionales de costos difiere en gran medida de los sistemas en los cuales se declaran precios. Por ejemplo, en el caso del mercado eléctrico de California los participantes del mercado eléctrico tienen que tomar en poco tiempo decisiones complejas, y a veces irreversibles, en un ambiente que cambia constantemente y del cual se tiene información limitada (para mayor información ver Quan y Michaels [2001])

gráfico 1: Simulación de poder de mercado en el mercado eléctrico de generación



La medición de poder de mercado mediante el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativo en el caso de la industria eléctrica. Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener un relativamente pequeño “market share” para un dado nivel de demanda, puede darse el caso que si esa firma reduce su producto, ninguna otra firma pueda ser capaz de reemplazar esa oferta dado el costo, la capacidad de generación o las restricciones de la red de transmisión.¹⁰

El método para medir el poder de mercado que se sigue en este trabajo apunta a modelar la conducta del mercado antes que detenerse en la conducta individual de cada uno de los generadores.¹¹ Respecto a este último enfoque, su análisis apunta a simulaciones basadas en equilibrios oligopólicos. Por el contrario, la idea de este trabajo es verificar si el precio de mercado es consistente con la hipótesis que el mercado está actuando como un mercado competitivo. El trabajo reconstruye la curva de costos de los generadores y la compara con la efectivamente realizada por el sistema. El primer antecedente de este tipo de análisis se origina en Wolfram (1999) con una aplicación para el mercado de generación británico.

Este enfoque es menos informativo acerca de las manifestaciones específicas de poder de mercado, pero es efectivo en estimar su alcance y grado, como también en observar como las desviaciones de la competencia varían a lo largo del tiempo. Sin embargo, una contra de este enfoque es que captura todas las ineficiencias del mercado, alguna de las cuales pueden no ser debidas al comportamiento estratégico de las empresas.

Con la intención de contar con una medición del grado de competencia en este mercado, se modeló un despacho teórico “óptimo” que nos sirviera como *benchmark* para determinar en qué grado el despacho real (dado por los postoperativos) y por lo tanto los

¹⁰ Borenstein, Bushnell y Knittel (1999).

¹¹ Ver Borenstein, Bushnell y Wollak (2000), pagina 7, para una distinción entre ambos enfoques.

precios y costos marginales registrados, fueron susceptibles a comportamientos anticompetitivos por parte de las empresas intervinientes.

A diferencia de otros mercados, existe en el mercado eléctrico mayorista suficiente información como para estimar el margen de precio-costo. Para esta estimación se contó principalmente con dos fuentes: Por un lado se utilizaron los costos variables de producción de las generadoras no hidráulicas declarados al inicio de cada periodo semestral, y por otro lado se tomaron los postoperativos diarios de Cammesa en el cual se registran los precios, costos marginales y las cantidades efectivamente producidas.

De esta forma, por medio del despacho teórico “óptimo” se buscó simular un ambiente en que las condiciones de competencia perfecta puedan ser recreadas. Si a este escenario logrado se lo compara con el efectivamente ocurrido se puede, mediante la medición de esa comparación, determinar en qué grado los precios registrados están alejándose del ideal de competencia.

a. Características del despacho óptimo:

Para determinar el despacho “óptimo” horario se supuso en primer lugar que todas las generadoras despachadas operan a capacidad máxima, definida ésta como la máxima cantidad de energía generada por cada una de ellas en una hora del periodo estacional bajo análisis. De esta forma se intenta minimizar las posibilidades de indisponibilidades ya que las máquinas generan en el despacho teórico siempre a la máxima capacidad registrada en los postoperativos.

Por otro lado, se supone que no existe ningún tipo de restricción de transporte, considerándose un despacho en barra única, y que la demanda residual a abastecer en cada hora es aquella que resulta de restar del total de la generación neta¹² entregada por despacho (informada por los postoperativos), aquella energía generada en forma hidráulica, por autogeneradoras, por cogeneradoras y la importada.¹³ De esta forma se considera por un lado, que las generadoras hidráulicas (tanto las de pasada como las de embalse) fueron despachadas en forma óptima de acuerdo al precio declarado por cada una de ellas y a las restricciones de transporte que éstas enfrentaron. Dado que las declaraciones de precios realizadas por las hidroeléctricas no reflejan un costo de producción sino mas bien un costo asociado con la oportunidad perdida por no usar el agua en otra oportunidad, no es posible incluirlas en el despacho teórico.¹⁴

Por último, si bien las máquinas térmicas pueden producir generalmente con varios tipos de combustibles, se considera un despacho teórico “óptimo” donde la máquina genera con el combustible más barato posible, generalmente éste es el gas natural.

El análisis realizado para determinar nuestro despacho teórico “óptimo” se instrumenta de tal forma que la energía sea entregada por las generadoras térmicas de acuerdo a un orden de méritos en función al menor costo variable medio de producción declarado *ex ante* por cada una de ellas. En forma resumida, para este escenario de despacho “óptimo” se

¹² La generación neta considerada excluye la generación forzada registrada en los postoperativos.

¹³ Las importaciones representan en promedio menos del 1% del total de la energía generada. De esta forma, la fórmula queda compuesta como, $D_{\text{Teórica}} = G_{\text{Total}} - G_{\text{Hidráulica}} - G_{\text{Autogeneradoras}} - G_{\text{Cogeneradoras}}$. Al respecto Bushnell y Saravia (2002) destacan la dificultad de modelar a las generadoras hidráulicas, auto y cogeneradoras.

¹⁴ Este último supuesto va en línea con análisis similares realizados en otros mercados, ver Bushnell y Saravia (2002).

soslayan potenciales restricciones de transporte en el envío de la energía, la generación se realiza al mínimo costo posible y no hay indisponibilidades.

De esta forma, la distancia entre la frontera teórica (obtenida a partir del despacho “óptimo”) y la oferta realmente corroborada en los postoperativos de CAMMESA permite dimensionar por un lado, si las restricciones de transporte que afectaron a las máquinas térmicas, y por el otro si las conductas oportunistas (si las hubiera habido) de indisponibilidades no programadas o de cambio de combustible, realmente pudieron significar ganancias extraordinarias a este tipo de generadoras.

b. Características del despacho subóptimo:

En una segunda instancia se relajó el primer supuesto, el correspondiente a la inexistencia de indisponibilidades. De esta forma, en vez de considerarse en el despacho a la capacidad máxima generada por cada máquina en forma horaria, se consideró la energía generada en promedio en forma horaria por cada máquina generadora en cada período analizado.

Obviamente este segundo escenario, llamémoslo “despacho teórico “subóptimo”, implica que para la generación de un total de energía demandada, se necesitará una mayor cantidad de generadoras despachadas ya que cada una de ellas no produce a la máxima capacidad registrada, y por lo tanto la última máquina en la orden de méritos tendrá un costo marginal mayor que la resultante en el despacho “óptimo”. A su vez, al considerar la generación media en lugar de la máxima reconoce implícitamente las restricciones de red, costos de combustibles y eventuales indisponibilidades, relajándose los supuestos del primer despacho, de forma tal que deja de ser un despacho considerado “óptimo”. Esta afirmación se fundamenta en que la energía media realmente generada por cada máquina en un determinado período estacional (dado por los postoperativos) está condicionada por el costo del combustible utilizado, por las indisponibilidades que registró en ese período, como así también por las restricciones de red que enfrentó.

Para visualizar el ejercicio se graficaron las “curvas de ofertas” resultantes de nuestro despacho teórico para los cuatro periodos estacionales considerados. Se puede observar que las curvas de oferta difieren en el hecho de que la capacidad que aporta cada máquina, como se explicó, son diferentes en cada uno de los escenarios.

El eje horizontal muestra la energía ofertada en forma acumulada. Por su parte, el eje vertical representa los costos variables de producción. La evolución de la oferta está caracterizada en los despachos teóricos por la preeminencia en el orden de méritos de las máquinas térmicas de ciclo combinado. Por el contrario, las generadoras en base exclusivamente a fuel oil y gas oil son las últimas al ingresar al orden de méritos.

gráfico 2: Curva de oferta – invierno '99 – generación promedio y máxima

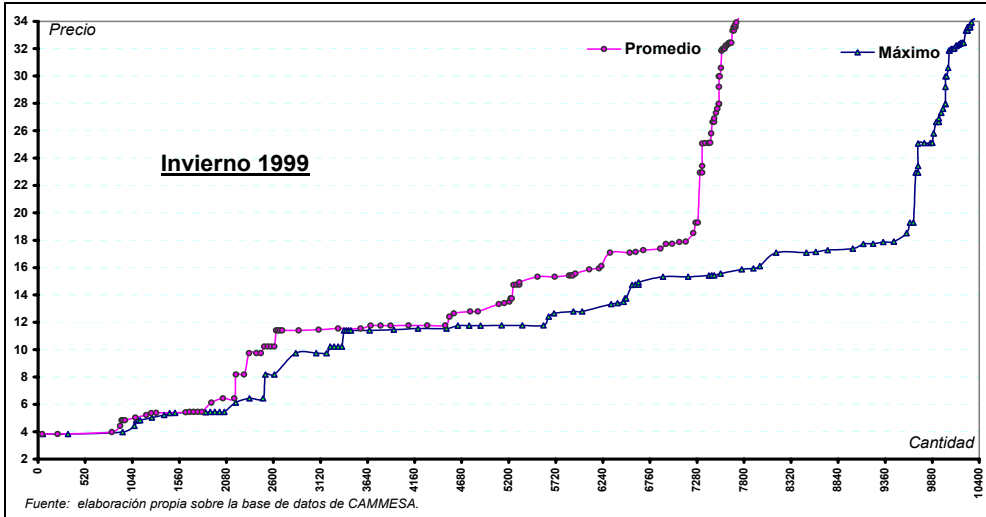


gráfico 3: Curva de oferta – verano '99-'00 – generación promedio y máxima

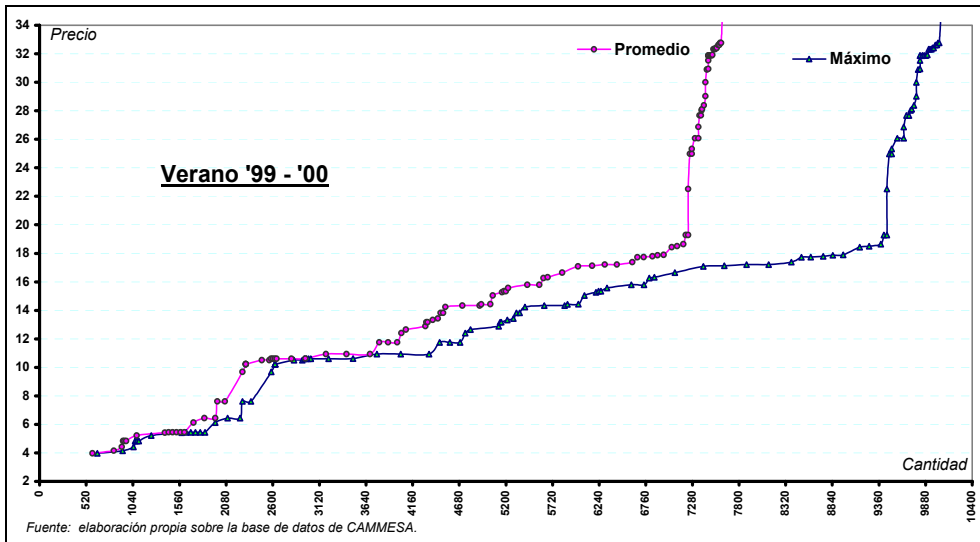


gráfico 4: Curva de oferta – invierno '00 – generación promedio y máxima

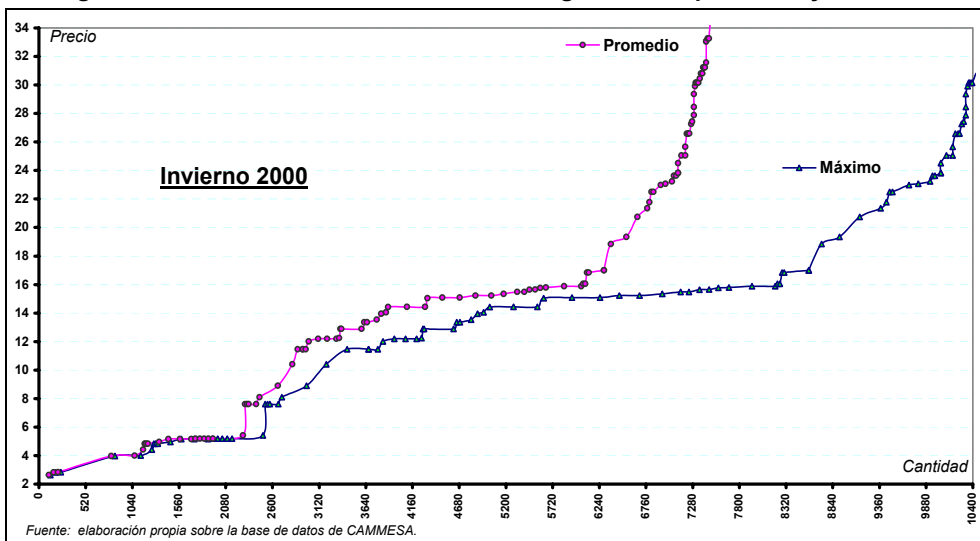
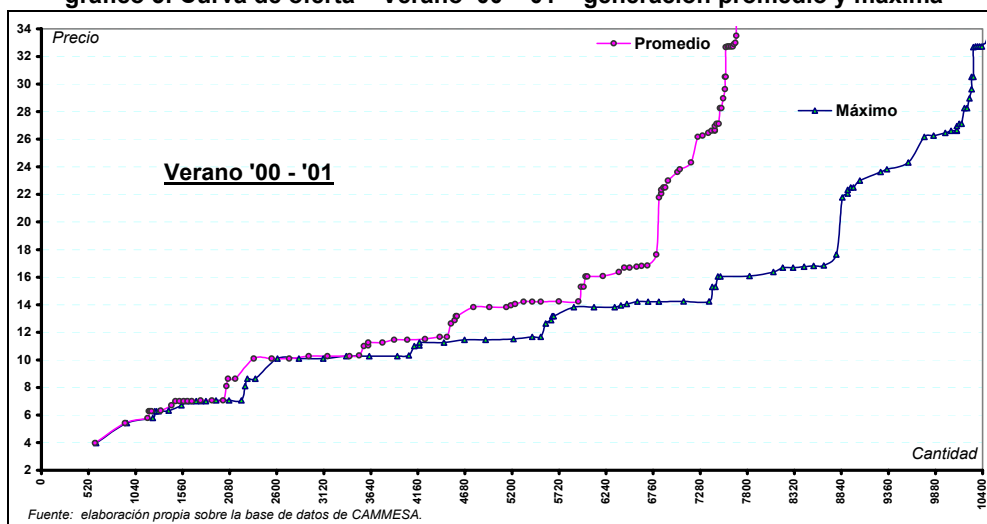


gráfico 5: Curva de oferta – Verano '00 –'01 – generación promedio y máxima



III. Índices de concentración

Las distancias entre los despachos teóricos y el despacho real registrado en los postoperativos, se puede analizar mediante la elaboración de índices de Lerner $(p-CMg)/p$. La idea de este análisis es determinar en qué proporción el precio de mercado se diferencia de los costos marginales teóricos (los correspondientes a las simulaciones realizadas en el trabajo). De esta forma, se obtienen índices que nos sirven para diagnosticar en qué medida los costos marginales del sistema, y los precios resultantes, difieren de los costos marginales teóricos.

Básicamente se distinguen tres tipos de índices de Lerner. El primero sólo considera la diferencia a nivel real entre los precios de mercados y los costos marginales reales. Este índice refleja la relación precio-costo registrada en el sistema dado por los postoperativos. En el común de los casos se puede observar que este índice de Lerner adquiere valores bajos como consecuencia de la fuerte similitud entre los precios y costos marginales reales registrados. Los precios de mercado se vinculan fuertemente con los costos marginales reales. Estos últimos están determinados por el costo variable del último MW generado, mientras que los primeros se determinan por el costo variable del primero MW no servido. A continuación (Tabla 3) se reflejan los precios de mercado y costos marginales promedios de los períodos analizados con sus correspondientes desvíos estándares.

Tabla 3: Precios y costos marginales del sistema

Período	Promedio Precio de mercado			Desvío Precio de mercado			Promedio Costo Marginal			Desvío Costo marginal		
	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto	Pico	Valle	Resto
Invierno '99	22,92	15,87	19,20	11,59	6,17	9,76	20,96	15,29	18,43	11,06	5,56	9,19
Verano '99-'00	19,01	14,87	16,64	8,27	2,58	5,67	18,03	14,64	16,22	8,48	4,79	4,11
Invierno '00	31,16	13,68	17,87	62,95	6,34	9,40	21,58	12,26	16,18	16,81	6,10	9,05
Verano '00-'01	17,65	13,02	14,48	9,08	3,41	6,30	15,20	12,30	13,49	6,80	3,58	5,60

Fuente: Cammesa

El segundo índice de Lerner se refiere al estimado a partir del despacho teórico “óptimo”. Éste nos brindan una medida de “mark up” de mercado puesto que bajo el

supuesto de la curva de oferta teórica a mínimo costo, las diferencias entre los precios de mercados reales y los costos marginales teóricos determinan una medida de pérdida de bienestar que estarían teniendo los consumidores debido a que el mercado no actúa bajo el supuesto de competencia perfecta. Bajo los supuestos considerados en el modelo, la competencia perfecta se fundamenta en que cada máquina generadora no tiene la posibilidad de afectar el precio de mercado de la electricidad. Un índice alto estará indicando la posible presencia de poder de mercado ya que los precios se encuentran significativamente por encima que los costos marginales “óptimos”. Por el contrario, un índice de precios bajo estará indicando lo opuesto, es decir la ausencia de poder de mercado y la presencia de un mercado próximo a la competencia perfecta.

El tercer índice de Lerner se obtiene mediante el despacho teórico “subóptimo” obtenido a partir de la utilización de la generación media. Este escenario tiene un mayor grado de realismo que los obtenidos por el despacho “óptimo”, como se explicó precedentemente.

A continuación se presenta en la Tabla 4 los resultados de los índices obtenidos.

Tabla 4: Índices de concentración

Período	Índices de Lerner											
	Despacho de Cammesa				Despacho “óptimo”				Despacho “subóptimo”			
	Total	Pico	Valle	Resto	Total	Pico	Valle	Resto	Total	Pico	Valle	Resto
may-99	2,0%	2,2%	1,7%	2,1%	33,3%	41,0%	22,8%	34,0%	22,8%	28,5%	16,3%	22,7%
jun-99	3,9%	5,1%	3,4%	3,5%	49,0%	58,7%	36,3%	49,8%	43,4%	51,7%	32,6%	44,1%
jul-99	3,1%	4,1%	1,5%	3,3%	31,4%	42,4%	15,9%	32,9%	20,4%	30,3%	8,6%	20,6%
ago-99	2,5%	2,6%	3,4%	1,9%	34,2%	38,5%	27,5%	35,2%	28,1%	30,8%	23,4%	29,0%
sep-99	7,5%	14,7%	3,7%	5,1%	22,5%	31,3%	14,4%	20,8%	18,4%	27,1%	11,4%	16,6%
oct-99	10,4%	19,2%	6,2%	7,0%	21,0%	33,3%	13,0%	17,4%	16,2%	30,3%	7,4%	12,0%
1ª Semestre	4,9%	7,9%	3,3%	3,8%	31,8%	40,8%	21,6%	31,7%	24,1%	33,0%	16,5%	24,1%
nov-99	9,3%	16,1%	10,1%	6,4%	25,4%	37,1%	15,8%	25,4%	16,5%	28,5%	5,6%	16,8%
dic-99	-3,6%	-9,7%	-5,4%	-2,6%	15,7%	20,7%	9,9%	16,4%	3,4%	9,7%	-3,8%	4,3%
ene-00	-8,4%	-3,8%	-9,7%	-9,9%	10,6%	11,5%	9,9%	10,6%	-0,9%	1,4%	-3,1%	-0,6%
feb-00	4,3%	4,5%	3,1%	4,7%	14,7%	18,5%	10,5%	15,2%	3,5%	8,5%	-1,7%	4,1%
mar-00	4,1%	7,4%	4,2%	2,8%	9,2%	17,4%	1,4%	9,7%	-3,5%	5,5%	-11,6%	-3,5%
abr-00	2,7%	3,6%	2,8%	2,3%	18,5%	24,7%	11,2%	19,5%	7,2%	13,2%	0,0%	8,1%
2ª Semestre	1,3%	2,9%	0,9%	0,6%	15,6%	21,6%	9,7%	16,1%	4,3%	11,1%	-2,5%	4,8%
may-00	5,8%	5,7%	4,3%	6,7%	4,1%	26,1%	-33,4%	10,5%	-6,9%	20,2%	-52,1%	0,5%
jun-00	10,0%	15,6%	7,2%	8,0%	23,4%	43,1%	-6,7%	27,3%	14,9%	38,3%	-19,4%	18,8%
jul-00	13,4%	20,3%	11,8%	10,0%	17,3%	45,4%	-17,7%	18,6%	5,5%	39,1%	-35,5%	6,5%
Ago-00	9,8%	12,7%	8,9%	8,5%	25,9%	33,9%	19,6%	24,2%	18,5%	28,0%	11,2%	16,5%
Sep-00	8,2%	11,9%	6,1%	7,1%	23,0%	30,9%	13,8%	22,9%	11,8%	21,2%	0,7%	11,9%
Oct-00	28,2%	31,0%	34,5%	23,0%	16,3%	30,2%	7,4%	12,4%	2,6%	18,3%	-6,8%	-2,4%
3ª Semestre	12,6%	16,2%	12,2%	10,6%	18,3%	34,9%	-2,9%	19,3%	7,7%	27,5%	-17,1%	8,5%
Nov-00	17,8%	25,9%	19,0%	14,1%	-17,8%	4,5%	-28,9%	-20,8%	-26,4%	-4,3%	-34,8%	-31,0%
Dic 00	7,7%	11,7%	5,4%	7,3%	23,3%	35,7%	14,4%	22,6%	11,9%	23,0%	3,1%	11,6%
Ene-01	4,7%	5,0%	3,7%	5,0%	9,9%	12,5%	6,9%	10,4%	-4,6%	-4,8%	-5,5%	-4,2%
Feb-01	4,3%	7,6%	4,8%	2,9%	16,8%	22,9%	13,9%	15,8%	4,8%	9,4%	2,5%	4,2%
Mar-01	4,3%	7,6%	2,0%	4,0%	9,2%	18,8%	0,1%	96,0%	-9,6%	-1,2%	-15,3%	-10,2%
Abr-01	6,5%	10,6%	3,8%	6,2%	15,2%	24,2%	9,8%	14,3%	5,4%	14,2%	-2,4%	4,6%
4ª Semestre	7,6%	11,4%	6,4%	6,6%	9,5%	19,8%	2,6%	8,7%	-3,1%	6,1%	-8,4%	-4,2%

Fuente: elaboración propia en base a datos de Cammesa

a. Despacho de Cammesa

El primer plano de análisis de los resultados se puede realizar a partir de la evolución del índice de Lerner “real”. El mismo representa el margen del precio de mercado respecto al costo marginal de la última máquina despachada por el sistema. Se identifican altos índices en tercer semestre analizado (invierno de 2000) si se compara con los otros períodos. En el mismo los índices alcanzaron valores superiores al 10% en las horas pico, resto y valle. Particularmente el día 21 de octubre, a causa de la caída de 3 líneas de alta tensión, el precio de mercado estuvo en las horas 20 y 21 en 1500\$, en la hora 22 en 240\$ y en la hora 23 en 170\$. Estos precios se dieron en un ámbito en el cual los últimos 10 días del mes de octubre la implementación de precios regulados fue muy marcado.

Tabla 5: Índices de la operación del sistema

Índice de Lerner	Tipo de hora	rango de valores	Invierno '99		Verano '99-'00		Invierno '00		Verano '00-'01	
			Frec	%	frec	%	frec	%	frec	%
Despacho de Cammesa (ILR)	Pico	ILR < 0	10	0,78	36	3,96	10	0,78	11	1,22
		ILR = 0	451	35,02	269	29,56	194	15,06	144	15,91
		0 < ILR < 0,1	522	40,53	445	48,9	533	41,38	448	49,5
		0,1 <= ILR < 0,2	138	10,71	74	8,13	206	15,99	128	14,14
		0,2 <= ILR < 0,3	39	3,03	16	1,76	101	7,84	50	5,52
		0,3 <= ILR < 0,4	38	2,95	31	3,41	61	4,74	53	5,86
		0,4 <= ILR < 0,5	53	4,11	29	3,19	45	3,49	19	2,1
ILR >= 0,5	37	2,87	10	1,1	138	10,72	52	5,75		

Fuente: elaboración propia en base de datos de Cammesa

En la tabla 5 se especifican las frecuencias del índice que surge de comparar precios y costos marginales del sistema. Se puede observar que prácticamente entre el 40 y el 50% de las horas pico, el índice alcanza valores menores al 10%. Seguido en orden de importancia, se destaca la frecuencia de los índices iguales a 0. A su vez, se puede apreciar que en invierno de 2000, más de un 10% de las veces el mercado tuvo índices superiores al 50%.

b. Despachos teóricos

Bushnell y Saravia (2002) realizan una comparación de simulaciones e índices de Lerner resultantes de varios estudios para diferentes mercados de Estados Unidos. Si bien la metodología para el armado de los índices no es exactamente igual a la realizada en este trabajo, se tomarán como indicativos para evaluar en qué medida los índices en este trabajo obtenidos difieren de los allí observados.

Los índices estudiados por Bushnell y Saravia (2002), para el período de mayo a diciembre de 1999, van desde un 25% para el mercado PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginia y Columbia), pasando por un 17% para California, y un 10% para Nueva Inglaterra.

El índice óptimo de este trabajo considera un despacho en barra única, es decir no hay restricciones de transporte. Con este supuesto extremo no es posible la comparación con los índices de Bushnell y Saravia, quienes si establecen estas restricciones. En este trabajo se trató de resolver la consideración extrema de barra única, mediante el despacho “subóptimo” en el cual se considera la energía media despachada en forma horaria por cada generadora. Como se indicó, este segundo escenario es más realista ya que al tomar la

producción media se reconoce, entre otras cosas, las restricciones de la red que enfrentaron las máquinas durante el período.

Se puede observar que los índices de los despachos están en los rangos de los observados en Bushnell y Saravia (2002), salvo para el invierno de 1999.¹⁵ El primer período estacional analizado presenta valores sostenidamente más altos que los demás, 31.8% (óptimo) y 24.1% (subóptimo) para el total de las horas. Como factor decisivo en estos altos índices de Lerner, se observa que generadoras térmicas de bajo costo produjeron sustancialmente menos en el primer semestre que en otros períodos estacionales analizados. Esto se debió probablemente a la necesidad de recurrir a combustibles líquidos para la generación térmica durante el invierno, ante la disminución de la oferta de gas. En particular, durante el mes de junio varios generadores vieron restringida su disponibilidad por no contar con abastecimiento suficiente de este combustible, por lo que hubo que recurrir a generación térmica de mayor costo haciendo que el precio medio de la energía spot del mes trepara a un valor superior a 30 \$/MWh.

Dado que el despacho teórico (“óptimo” y “subóptimo”) supone la utilización del combustible más barato (gas natural), el costo marginal de la última máquina despachada es considerablemente inferior a la que Cammesa finalmente despachó como última entrante. Por otro lado, se observa en este primer semestre en los postoperativos que varias hidroeléctricas produjeron sustancialmente menos que en los demás períodos analizados. Esto provocó que la demanda residual teórica a servir por las generadoras térmicas sea mayor, incrementando de esta forma el costo marginal del sistema. Aunque la presencia de poder de mercado no se puede descartar, se puede inferir del análisis de los operativos que en el aumento de estos índices, factores exógenos a las firmas, como fueron la escasez de recursos hídricos y gasíferos, jugaron un papel importante.¹⁶

¹⁵ Hay que recalcar que los análisis que hacen estos autores es para un período de verano (mayo-diciembre) de Estados Unidos.

¹⁶ Este comentario también es relevante al analizarse los picos del invierno de 2000.

IV. Conclusiones

Este trabajo ha simulado una operación del sistema entre los años 1999 y 2001 que sirve como "benchmark" para evaluar el nivel efectivo de competencia en el mercado. La idea básica fue la de estimar un precio de mercado que resulte de un escenario en los cuales las firmas se comportan como precio aceptante (ninguna firma puede ejercer poder de mercado) y comparar ese precio con los costos marginales y precios efectivamente ocurridos en ese período.

El análisis de la existencia de poder de mercado mediante la observación de los índices de Lerner arrojó que el primer período estacional (invierno del 99) presenta valores más altos que los otros períodos analizados en promedio para las horas pico, valle y resto. Como un factor importante a tener en cuenta al interpretar estos índices, se observa que generadoras térmicas de bajo costo produjeron sustancialmente menos en el primer semestre que en otros períodos estacionales analizados. Esto se debió a la necesidad de recurrir a combustibles líquidos para la generación térmica durante el invierno ante la disminución de la oferta de gas. Aunque la presencia de poder de mercado no se puede descartar, factores exógenos a las firmas jugaron un papel importante en el aumento de los índices. Se observa por último, la persistencia de índices superiores al 10% en general para todas las horas picos analizadas, tanto en invierno como en verano.

El análisis realizado en este trabajo no es informativo acerca de las manifestaciones específicas de poder de mercado, pero puede servir para estimar su alcance y grado, como también para observar cómo las desviaciones de la "competencia ideal" han variado a lo largo del tiempo. Los resultados obtenidos demuestran márgenes de comercialización persistentes en las horas picos y con máximos en las períodos invernales. Estos resultados estimulan a un análisis más específico para determinar la conducta particular de las empresas intervinientes.

V. Apéndice

La existencia de multiplicidad de generadores integrados al sistema, combinados con las restricciones de confiabilidad de la red y los altos costos de la energía no suministrada, llevaron a la creación de mecanismos institucionales de coordinación de la actividad de los agentes, estableciéndose un orden de mérito de entrada en la producción sobre la base de los precios de oferta de generación. Esta actividad de coordinación es realizada por una empresa privada (Cammesa), organismo encargado del despacho (OED), que debe ceñirse totalmente a los procedimientos técnicos establecidos en la regulación.

Más precisamente, la tarea del coordinador consiste en indicar, a partir de la información suministrada por los propios agentes¹⁷ y los procedimientos establecidos por la autoridad pública, los niveles de producción de cada uno de ellos. Estas cantidades surgen como resultado de la minimización de costos del sistema sujeto a restricciones tecnológicas y de confiabilidad y partir de ellas se determinan los precios en cada nodo de la red.

La determinación del precio en el mercado mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal¹⁸) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio spot de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación.

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado¹⁹ al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas -nodo Ezeiza-, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. Para los nodos no vinculados al mercado se calculan precios llamados locales²⁰, iguales al mayor costo marginal de generación dentro del área desvinculada. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema²¹.

A continuación se presentan un detalle de los componentes del precio *spot* observado por un consumidor k , que surgen del proceso de optimización:

$$\rho_k = \lambda + \gamma_{QS} + (\lambda + \gamma_{QS}) \frac{\partial L}{\partial d_k} + \sum_i \mu_i^{QS} \frac{\partial z_i}{\partial d_k} \quad [1]$$

¹⁷ La información básica corresponde a costos de producción de las plantas de generación, restricciones de capacidad de generación y transporte y niveles de demanda.

¹⁸ Que surge de la declaración de costos variables de producción de los propios oferentes.

¹⁹ Se dice que dos nodos están vinculados entre sí, cuando el flujo de energía por la línea que los conecta es menor a su límite de capacidad, es decir el multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de capacidad de la línea es cero. Cuando la restricción es operativa se dice que las áreas están desvinculadas.

²⁰ Los llamados precios locales reflejan el costo de congestión resultante de superar el límite de capacidad de la línea de transmisión que conecta dos nodos.

²¹ También se remuneran otros servicios no considerados en este trabajo.

donde λ es el costo marginal variable de generación, γ_{QS} es el cargo por capacidad del sistema $\partial L/\partial d_k$ son las pérdidas marginales de la red y $\mu_i^{QS} \partial Z/\partial d_k$ es el cargo por congestión de cada línea i^{22} . En este análisis nos centraremos en los dos primeros componentes, correspondientes a la remuneración de corto y largo plazo de los generadores. El segundo de ellos prácticamente no ha tenido mayor rol durante el periodo analizado debido al exceso de oferta lo cual fue motivo de preocupación para los productores que vieron afectada según ellos su rentabilidad y la posibilidad de cubrir sus costos de capital. El primer componente denominado precio *spot* de la energía refleja las condiciones de oferta y demanda del mercado, donde básicamente las decisiones de oferta de corto plazo en la Argentina responde a las declaraciones de indisponibilidad.

Si bien en esta sección nos concentraremos únicamente en la determinación de los precios spot en el mercado mayorista, es importante aclarar que dada la dificultad práctica de elaborar una tarifa al usuario final a partir de un precio de compra en el mercado mayorista que varía horariamente, el modelo implementado incorpora la creación de un sistema de precios estabilizado (o estacional) para salvar este inconveniente. Esto es, trimestralmente²³ y a partir de las estimaciones realizadas por Cammesa, la Secretaría de Energía sanciona (ex-ante) el precio estacional de la energía que regirá para ese período. Este es el precio al que comprarán las empresas distribuidoras en el mercado spot y representa el precio spot medio esperado para dicho trimestre.²⁴

Cammesa organiza el mercado de precios horarios sobre la base de información proveniente de las bases de datos periódicas: estacionales, mensuales, semanales y diarias.

Antes de comenzar con la descripción del cálculo de los precios horarios, es conveniente realizar algunas aclaraciones relativas a la diversidad tecnológica y su respectivo tratamiento en el despacho. Cada una de las distintas tecnologías de producción presenta especificidades propias que le confieren un valor diferenciado de las demás.

Una primera distinción cabe establecer entre los que el sector denomina centrales de base o centrales modulables. Las primeras, compuesta entre otras por centrales nucleares, se caracterizan por altos costos fijos de puesta en funcionamiento con relación a los variables dependientes del costo del combustible, y una vez que entran en funcionamiento lo razonable es mantenerlas así hasta el momento de recargar su combustible. También se encuentran dentro de este grupo las centrales hídricas de pasada que funcionarán siempre que exista caudal para ello (Yacyretá y Salto grande). En cambio, para las hidroeléctricas de embalse se debe calcular el valor del agua de acuerdo a la temporalidad de su capacidad: estacional para Piedra del Aguila y El Chocón, mensual para Cerros Colorados y Alicurá y semanal para el resto. Entre las térmicas se puede mencionar aquellas máquinas que, por sus características técnicas, deben ser arrancadas en valle para poder operar en pico.

La información básica que incluye la base de datos estacional es la declaración estacional del costo variable de producción (CVP) de las centrales térmicas, las solicitudes

²² Para la obtención del precio spot ver Schweppe *et al.* (1988).

²³ En concordancia con los períodos estacionales del “año eléctrico”, es decir: Invierno: trimestres mayo/julio y agosto/octubre; Verano: trimestres noviembre/enero y febrero/abril.

²⁴ Las diferencias entre las compras al precio estacional sancionado (que realizan los distribuidores) y las ventas al precio spot (que hacen los generadores) en el mercado horario, se acumulan en un Fondo de Estabilización cuyo saldo se incorpora en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

de mantenimiento programado y correctivo y el cálculo del valor del agua de las hidro de capacidad semestral.²⁵

Las empresas deben enviar al OED la información necesaria para realizar el despacho semanal. Estos datos son volcados en la base de datos semanal para simular el despacho para la operación de la semana siguiente y determinar la energía a generar en la semana en las centrales con capacidad de embalse estacional o mensual. Además, se incluyen las solicitudes de compra de otros países sólo si no generan déficit y se toma como dato los paquetes de energía que oferten las hidroeléctricas de capacidad semanal.

Con esta información, más la consideración de las restricciones vigentes, se corre el modelo de despacho hidrotérmico semanal (MDHS). La función objetivo a minimizar es el costo total de operación (*CT*) evaluado en el mercado:

$$CT = CVP + CVT + VENS \quad [2]$$

donde, *CVP* es el costo variable de producción, *CVT* es el costo variable de transporte y *VENS* es el valor de la energía no suministrada.

Se determina el valor del agua para embalses que no hayan declarado y los requerimientos de producción de las hidroeléctricas y se obtienen como resultado: precios de mercado, precios locales, paquetes de energía por central, energía no suministrada (ENS), operación de bombeo, consumo de combustible, intercambios de autogeneración y cogeneración y paquetes de exportaciones e importaciones.

Las principales variables que toma en cuenta el OED para calcular el despacho "óptimo": el *CVP*, el valor del agua, la demanda, la indisponibilidad y la energía no suministrada.

Para el cálculo del costo marginal y precio de mercado, el OED computa costos marginales de producción de una térmica para cada tipo de combustible (\$/KWh) a partir del *CVP* (\$/unidad de combustible) el poder calorífico inferior del combustible (Kcal/unidad de combustible) y el consumo específico medio bruto (Kcal/kWh) que mide la eficiencia calórica.

El *CVP* se declara por tipo de máquina: turbo-vapor, turbo-gas, ciclo combinado o nuclear. Incluye el costo de combustible, el costo asociado a los consumos propios, el costo de insumos variables (no combustibles), el costo asociado al ciclo de arranque y parada, y cualquier otro costo variable.

Existen valores de referencia y máximos reconocidos para combustibles, fletes y costos variables de producción. Los valores máximos reconocidos en el MEM para combustible y flete es el precio de referencia del combustible determinado por la regulación, para el *CVP* es el precio de referencia más 15%. También se declaran los sobrecostos de producción de una máquina de base turbo-vapor operando en punta (ver apéndice).

Con respecto a la oferta hidráulica, se representan las cuencas hidroeléctricas y las normas de manejo del agua en las Centrales en los modelos de optimización. Se realiza una programación indicativa, remitiéndose a las hidro los resultados en términos de generación y precios, junto con la base de datos, las restricciones consideradas. Para la declaración del valor del agua semestral, existen valores máximos declarables, si varía el precio del combustible +5% en su punto de referencia pueden re-declarar.

²⁵ El OED calcula el valor del agua sin valores declarados para embalses y centrales de bombeo

El OED debe cubrir la demanda total estimada para cada hora. De no ser posible por razones de calidad y seguridad en el área, la demanda no despachada es a cubrimiento forzado por el distribuidor y es independiente de las condiciones de oferta del mercado y su despacho.

Por otra parte, el coordinador de mercado se ajusta a los requerimientos de potencia para el abastecimiento de la demanda, solicitando la generación de potencia requerida a través del despacho, teniendo en cuenta pérdidas y reserva rotante. En la operación real, cada hora de máquina térmica generando resulta con la siguiente comparación de potencia: Potencia neta generada, potencia neta rotante regulante, potencia neta rotante operativa, potencia neta operada (potencia máxima que podría generar en esa hora).²⁶

Con respecto a la indisponibilidad del parque de generación, las compañías deben declarar estacionalmente sus restricciones de oferta por mantenimiento.

1. Cálculo del precio Spot de la energía

Con el costo marginal de las máquinas térmicas (el CVP propio estacional) se obtiene el costo marginal de mercado de las máquinas térmicas, dividiendo el costo marginal propio por el factor de nodo²⁷.

El costo marginal térmico (*CMTERM*), es decir el costo que tendría abastecer con el parque térmico una unidad adicional de demanda, se determina con la siguiente fórmula de cálculo:

$$CMTERM^h = \text{Min} \left\{ \text{Min}_{q1} \left(CMM_{q1}^h \right), \text{Min}_{q2} \left(CMM_{q2}^h \right) \right\} \quad [3]$$

donde CMM_{qi}^h es el Costo marginal del mercado en la hora h para la maquina qi . Se toman en cuenta la máquina térmica generando vinculada al mercado con potencia disponible de reserva ($q1$) y la máquina térmica vinculada al mercado no generando y que podría entrar en servicio ($q2$). Si no existiera ninguna máquina en estas condiciones, se debe tomar el costo de la ENS.

El costo marginal hidráulico (*CMHID*) es el costo de abastecer con capacidad hidroeléctrica una unidad adicional de demanda:

$$CMHID^h = \text{Min}_{c1} \left\{ VA_{c1}^h \right\} \quad [4]$$

donde $c1$ es la central hidro generando por despacho, no exclusivamente forzada por restricciones y con potencia disponible en reserva en la hora h y VA es el valor del agua.

Existen tanto un precio piso como un precio techo. Se debe cumplir el precio mínimo $PMMIN^h = PM^{h-1}$ en horas fuera de punta, salvo que la demanda este disminuyendo o por otras restricciones, o $PMMIN^h = PMINPI$ en el pico ($PMINPI$ es el precio mínimo en el pico definido en el pre-despacho). Asimismo, se calcula el precio máximo $PMMAX^h = PM^{h-1}$,

²⁶ Potencia disponible en reserva de una máquina térmica = Potencia neta operada – Potencia neta generada

²⁷ El Factor de nodo horario se calcula con el pre-despacho utilizando un modelo de flujos de carga simplificado y representa los costos variables de transporte entre dicho nodo y el centro de carga.

salvo que la demanda este creciendo u otras restricciones, en cuyo caso sería:
 $PMMAX^h = CENS$.

Con esta información se establece el precio spot de la energía de la siguiente manera.

Si existe potencia térmica disponible, el precio de la energía por despacho (PD^h) se determina comparando:

$$PD^h = \text{Max}\{CMHID^h, CMTERM^h\} \quad [5]$$

Si no existe potencia térmica disponible:

$$PD^h = \text{Min}\{CMHID^h, CMTERM^h\} \quad [6]$$

Si PD está fuera del rango de precios mínimo y máximo:

$$PM^h = \text{Max}\{PMMIN^h, \text{Min}[PMMAX^h, PD^h]\} \quad [7]$$

VI. Bibliografía

- Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel, 1999, "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures," Program on Workable Energy regulation, Working Paper PWP-059r.
- Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak, 2000, "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market" Program on Workable Energy regulation, Working Paper PWP-064.
- Bushnell, J y C. Saravia, 2002, "An Empirical Assessment of the Competitiveness of the New England Electricity Market" Center for the Study of Energy Markets (CSEM), Working Paper PWP-101.
- CAMMESA, 2001. "Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios," Compañía Administradora del Mercado Eléctrico SA, Buenos Aires.
- CAMMESA, 1999 y 2001. "Partes diarios del Post-Operativo," Compañía Administradora del Mercado Eléctrico SA, Buenos Aires, Enero 1999 - Agosto 2001
- CAMMESA. "Programaciones Estacionales Trimestrales," Compañía Administradora del Mercado Eléctrico SA, Buenos Aires, 1999 - 2001
- CAMMESA. "Informes Anuales," Compañía Administradora del Mercado Eléctrico SA, Buenos Aires, 1997 – 2000
- Chisari, Lazarich y Romero, 2002, "Análisis de la concentración horizontal en el mercado de generación eléctrica argentino", Mimeo CEER.
- Quan, N. y R. Michaels, 2001. "Juegos u oportunidades: licitaciones en el mercado de California," The Electricity Journal XX, pág. 99-108
- Schmalensee, R. y B. Golub, 1984. "Estimating effective concentration in deregulated wholesale electricity markets," Rand Journal of Economics 15, pág. XX-XX.
- Schweppe, F., M. Caramanis, R. Tabors y R. Bohn, 1988. "Spot Pricing of Electricity," Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA.
- Wolfram, C., 1999 "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market." American Economic Review 89.