

Universidad del Cema

Trabajo Final Maestría en Economía

Título: “Estimación de los costos marginales para el mercado de generación eléctrica en Argentina”

Alumna: Jimena López

Profesor: Germán Coloma

Marzo 2002

## **Estimación de los costos marginales para el mercado de generación eléctrica en Argentina:**

### **I) Introducción:**

El mercado de generación en Argentina se encuentra actualmente regulado. Dicha regulación intenta replicar el funcionamiento de un mercado de competencia perfecta en el cual el precio de la electricidad se igualaría en el equilibrio entre oferta y demanda, a los costos marginales de la generación. A su vez estos costos se determinan por el costo de la última turbina puesta en funcionamiento.

Una de las particularidades del método actual, sin embargo, es que en la realidad no todas las turbinas que eventualmente entran al mercado, especialmente en casos de generación forzada o en los momentos donde la demanda llega a un pico, son fijadoras de precio. De esta manera, turbinas con mayores costos marginales, si bien entran para cubrir parte de la demanda no fijan precios, lo que resulta en la distorsión de los mismos, que a su vez no están reflejando el verdadero costo marginal del sistema.

El objetivo del presente trabajo es estimar los costos marginales del sistema teniendo en cuenta esta distorsión y cuantificar la magnitud de la misma para un período de tiempo determinado. Para ello se describirá la metodología que actualmente se usa y se propondrá una metodología alternativa que, en nuestra opinión, representa una mejora desde el punto de vista de la eficiencia del sistema. Luego se efectuará el análisis numérico y por último se expondrán los resultados y conclusiones.

### **II) Fijación de precios en el mercado de generación - Aspectos teóricos:**

La actividad de generación de energía eléctrica tiene características que a la hora de elegir un sistema tarifario producen una serie de complicaciones desde el punto de vista del recupero de los costos por parte del generador.

Esta particularidad es la imposibilidad de almacenar o tener un stock de energía eléctrica acumulada para hacer frente a la variabilidad de la demanda. De esta manera, la capacidad instalada de un sistema de generación debe ser suficiente para abastecer los “picos” de demanda que se vayan produciendo en el tiempo. Lo anterior hace que sea necesario efectuar grandes inversiones en capacidad instalada que se utilizará en su totalidad sólo en los momentos en que la demanda alcanza su “pico” máximo pero que quedará ociosa el resto del tiempo (en realidad se utiliza sólo hasta un 80, 90% debido a que siempre es conveniente tener un margen para cubrir cualquier imprevisto por el lado de la demanda).

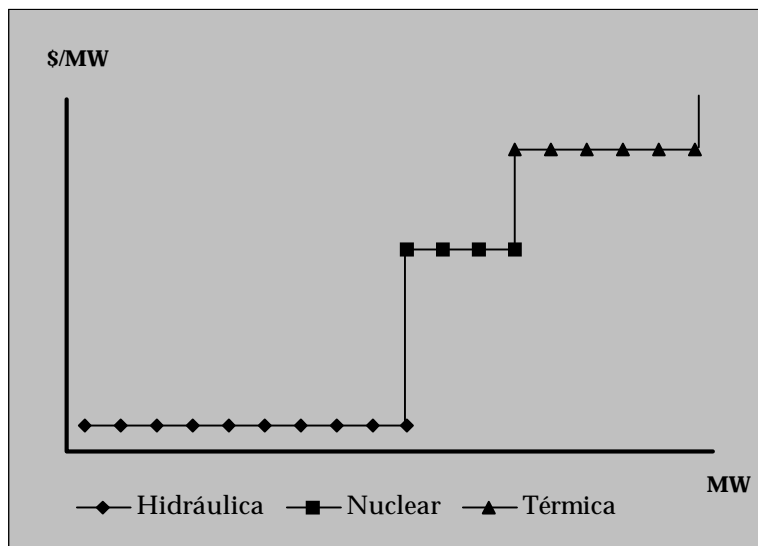
En otras palabras, las empresas generadoras de electricidad proveen los servicios (no almacenables) producidos por equipo de capital durable, de manera tal

que la capacidad y la oferta potencial es relativamente estable comparada con el consumo, que fluctúa en el corto plazo.

Las tarifas que equilibren la oferta y la demanda en cada momento del tiempo deberían reflejar esta situación y, dado que el mercado de generación se asemeja a un mercado de competencia perfecta (a diferencia de las actividades de transporte y distribución que son monopolios naturales) la solución a la que debería llegarse y que maximiza el bienestar de la economía en su conjunto es aquella en la que el precio se iguala al costo marginal de generar un MWh adicional, es decir  $P=Cmg^1$ .

**La curva de Costos Marginales:**

Para poder llegar a la solución mencionada, es necesario analizar primero las características de la curva de costos marginales en un sistema de generación eléctrica.



Típicamente un sistema de generación eléctrica está conformado por una mezcla de diferentes tipos de planta con el objeto de reducir los costos promedio del sistema completo.

Por ejemplo: las centrales hidroeléctricas tanto de embalse como de pasada requieren altos montos de inversión pero son las que presentan menores costos variables de producción (el costo marginal del agua es generalmente cercano a cero, dependiendo de las condiciones climáticas); por el contrario, determinadas centrales térmicas tienen muy altos costos variables pero requieren una inversión menor. De esta manera, las plantas generadoras des-

tan menores costos variables de producción (el costo marginal del agua es generalmente cercano a cero, dependiendo de las condiciones climáticas); por el contrario, determinadas centrales térmicas tienen muy altos costos variables pero requieren una inversión menor. De esta manera, las plantas generadoras des-

<sup>1</sup> Para llegar a la solución de eficiencia que será utilizada más adelante se maximiza una función de bienestar que es la suma del excedente del consumidor más los beneficios de la empresa. Queda entonces planteado:

$$máxW = \int_0^q P(x)dx - Pq + Pq - C(q)$$

Donde las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\partial W}{\partial q} = P - Cmg = 0$$

Por lo tanto  $P=Cmg$  es la solución que maximiza el bienestar (o que minimiza el costo de la provisión eléctrica).

pachan electricidad en un período dado de tiempo de acuerdo con sus costos marginales: en la “base” del sistema se sitúan todas aquéllas con bajos costos operativos, y en la medida que la demanda aumenta, van ingresando las restantes generadoras ordenadas de menor a mayor Cmg.

El resultado es que la función de costos marginales de un sistema de generación presentará una forma escalonada como la de la curva que se muestra en el gráfico, dependiendo de las proporciones de generadoras hidráulicas (con costos marginales generalmente cercanos a cero), generadoras nucleares y térmicas que tenga dicho sistema.

La curva expuesta es de corto plazo porque muestra el sistema en un momento dado del tiempo con la capacidad instalada a ese momento. Es decir, no está mostrando la posibilidad de agregar una nueva planta si la demanda lo requiere. Una curva de largo plazo tendría una forma más suavizada, reflejando el hecho de que en el LP se pueden agregar tantas plantas como sean necesarias para abastecer a la demanda.

Por ejemplo, en el caso del sistema eléctrico argentino, si la demanda fuera más o menos constante en el tiempo, se podría abastecer con una capacidad instalada de aproximadamente 9000 MW de potencia, sin embargo, para el año 2001 el pico de demanda fue de 14500 MW lo que implica que se necesita una capacidad instalada muy superior al promedio de utilización. La capacidad instalada en Argentina es de aproximadamente 22000 MW, que es mayor que el pico de demanda esperado para proveer un margen de seguridad ante cambios inesperados en la demanda y para hacer frente a “caídas” de planta no planeadas.

Dada la función  $d$  de costos marginales, y debido a que la demanda fluctúa continuamente en el tiempo, para poder cargar un precio que sea igual al costo marginal de corto plazo, es necesario que los precios también varíen junto con la demanda. Para ello se han diseñado modelos de fijación de precios que tratan de reflejar esta situación, que se conocen como “modelos de fijación de precios ante demandas fluctuantes” (*peak load pricing models*).

Un modelo sencillo que puede mostrar lo dicho hasta el momento es el que mostraremos a continuación, basado en el trabajo de Peter Steiner “Peak Loads and Efficient Pricing” .

### **Fijación de precios ante demandas fluctuantes:**

#### *Supuestos simplificados:*

- i) La demanda viene dada por una curva de demanda “alta” = DA para una mitad del día y por una curva de demanda “baja” = DB para la otra mitad.
- ii) Se supone que son independientes entre sí, es decir que el precio en el momento de demanda “alta” = DA no afecta la cantidad demandada en el momento de demanda “baja” = DB.

iii) Los costos operativos de generación de electricidad son constantes en el nivel  $b$  hasta que la capacidad llega hasta  $Q$ , donde la capacidad instalada está siendo utilizada al máximo (costos marginales constantes). Más allá de este valor, la curva de costos marginales se vuelve vertical, indicando que en el corto plazo no es posible producir una cantidad mayor no importa cuál sea el costo. Como puede verse esta es una simplificación de la curva mostrada anteriormente.

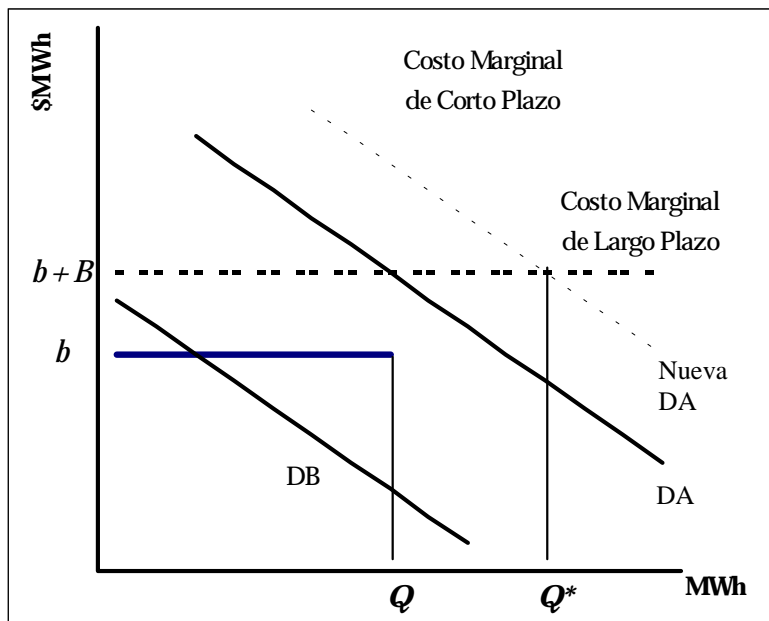
iv) En el largo plazo es posible aumentar la capacidad del sistema tanto como se desee por medio de la adición de una unidad más.

La solución económicamente eficiente para este modelo es la de cargar un precio que iguale el costo marginal de manera que la utilización de la capacidad instalada existente sea la óptima *en cada uno de los momentos del tiempo*: tanto cuando la demanda es DA como cuando es DB.

Se deben resolver para elegir la cantidad óptima en cada caso:

$$\text{máx}W_i = \int_0^q P_i(x)dx - P_i q_i + P_i q_i - C(q_i) \text{ con } i = A, B$$

De manera tal que se llega a dos precios  $P_A$  y  $P_B$  que se igualan al costo marginal en cada uno de los casos.



Dadas las características del sistema que estamos modelando, lo usual es que en momentos de demanda baja lo ideal sea cargar un precio que sea  $P_A = CMgCP = b$ , mientras que cuando la demanda es alta el precio debería ser  $P_B = CMgLP = b + \beta$ <sup>1</sup>.

La línea punteada refleja el costo marginal de largo plazo, es decir  $b + \beta$  donde  $\beta$

representa el costo de agregar una unidad más si se desea. Nótese que si el costo marginal de largo plazo fuera menor que  $\beta$  el equilibrio del mercado se hallaría en la intersección entre ese nuevo costo y la DA, de manera tal que valdría la pena instalar una unidad más de capacidad y la cantidad sería mayor a  $Q$ .

<sup>1</sup> Esta regla admite excepciones en los casos en los cuales las demandas alta y baja sean relativamente similares. En tales circunstancias es posible que los precios óptimos impliquen algún tipo de reparto de los costos fijos tal que " $P_A = b + \alpha \cdot \beta$ " y " $P_B = b + (1 - \alpha) \cdot \beta$ ", donde " $\alpha$ " es un número entre 0 y  $\frac{1}{2}$ .

Análogamente, si el costo marginal de largo plazo fuera tal que  $CM_{gLP} > \beta$  el nuevo equilibrio estaría dado a una cantidad  $Q$  menor que  $Q$ .

Ahora supongamos por un momento que se fije un precio promedio que no cambia según la demanda (que es lo que solía hacerse con mecanismos de regulación anteriores); o bien que los precios se fijen arbitrariamente (por ejemplo, que no se tenga en cuenta el costo marginal del último generador despachado, como sucede con el actual marco regulatorio argentino).

Veamos qué sucede en el sector correspondiente a la demanda alta: si se está fijando un precio por debajo del CMg se producirá un exceso de demanda para ese nivel de precios que puede generar las siguientes consecuencias:

- a) Se produce “demasiada” energía con respecto al nivel óptimo en el caso de que los generadores estén obligados a abastecer toda la demanda a esos precios o
- b) Se generan cortes: si los generadores no están obligados preferirán no abastecer la totalidad de la demanda ya que con el precio.

¿Qué sucede del lado de la demanda baja?. Aquí el precio fijado supera al costo marginal y por lo tanto se termina demandando una cantidad menor que la eficiente. De esta manera se produce una subutilización de la planta en los momentos de demanda baja.

Hasta este momento el análisis se basó en que los precios que optimizan el uso de los recursos en la economía considerada globalmente (consumidores más productores) deben ser los que resultan de maximizar la función de bienestar. Aquí no estamos teniendo en cuenta la posibilidad de que con estos precios haya productores que no estén cubriendo sus costos fijos y de inversión, con lo cual podrían no estar recuperando las inversiones. Existen otros modelos de fijación de precios que tienen en cuenta este tipo de restricciones. Explicaremos uno a continuación.

### **Precios de Ramsey**

Otro modelo económico relevante para la fijación de precios, que podría aplicarse al mercado eléctrico es el que se conoce como “precios de Ramsey”, que consiste en maximizar una función de bienestar semejante a la vista en los párrafos anteriores, pero incorporándole al problema una restricción de financiamiento, que contemple la necesidad de cubrir la totalidad de los costos del sistema (incluido el costo del capital, o alguna tasa de beneficio razonable dado el riesgo de la inversión bajo análisis).

Así, el problema de optimización anteriormente expuesto quedaría expresado del siguiente modo:

$$\text{máx } W = \int_0^q P(x)dx - Pq + Pq - C(q)$$

Sujeta a:

$$P(q)q \geq C(q)$$

$$P(q)q - C(q) = 0$$

Que es la restricción de participación que asegura que el total de ingresos de la empresa cubra por lo menos la totalidad de los costos.

Resolviendo el lagrangiano, las condiciones de primer orden serían:

$$\frac{(P - Cm_g)}{P} = \left( \frac{\lambda}{1 + \lambda} \right) \frac{1}{\eta}$$

Donde

$0 < \left( \frac{\lambda}{1 + \lambda} \right) < 1$  Es el “Ramsey number” e indica un valor intermedio entre los precios fijados a CMg y el precio de monopolio<sup>2</sup>.

$\eta$  = Es la elasticidad precio de la demanda.

De esta manera en lugar de obtener un precio que iguale el costo marginal, se puede permitir que el mismo lo supere en la magnitud necesaria para que las firmas recuperen todos sus costos, evitando salidas que pudieran perjudicar al sistema en su conjunto.

### III) Fijación de precios en el mercado de generación: Aspectos metodológicos

El sistema implementado en la Argentina se rige por los Procedimientos del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Estos procedimientos responden a su vez a la normativa vigente en la ley 24065 de Generación, distribución y transporte de electricidad. Los precios spot se fijan en forma horaria, es decir, cambian cada hora en la medida que la demanda va cambiando. La empresa encargada del despacho eléctrico mayorista (Cammesa SA) fija los precios, e inclusive algunos grandes usuarios saben con anticipación cuál será el precio en la próxima hora.

El sistema de tarificación marginal refleja el costo de proveer energía eléctrica al consumidor en una hora determinada teniendo en cuenta tanto los costos operativos o variables y los costos de capital en (\$/MWh).

---

<sup>2</sup> En realidad la solución a la Ramsey es una generalización entre ambas formas de fijar precios e incluye un espectro de posibilidades que se corresponderían con las exigencias de ingresos que una firma pueda enfrentar, en este caso, recuperar los costos de la inversión.

Es decir que el precio horario vendría dado por:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial}{\partial d_k(t)} [CostoTotal]^3$$

Donde

$\rho_k(t)$ : Costo marginal de proveer energía al k-ésimo consumidor durante la hora t, medido en \$/MWh

$d_k(t)$ : Demanda del k-ésimo consumidor durante la hora t, medida en MWh

La definición anterior sólo está mostrando el recupero de los costos operativos. En realidad sabemos que la curva de oferta en competencia perfecta es el tramo de la curva de costos marginales a partir del punto en que corta a la de costos medios (es decir la cantidad donde el costo medio es mínimo). Si los precios se fijan de acuerdo con los costos marginales, el resultado será que para muchos generadores en el sistema, estos precios estarán excediendo el costo medio de manera tal de estar generando un margen que permite la recuperación de los costos de capital. (En realidad el último en entrar tiene que  $P=CMG=CME$  con beneficios=0 mientras que todos los anteriores se apropian de una renta que les permite hacer frente a los costos de capital).

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

De esta manera, los precios no estarían reflejando el verdadero costo de los recursos utilizados para la generación (sea por lo que fuere: generación forzada, máquinas que no fijan precio, etc, etc).

Los distintos componentes del precio horario son:

$$\rho_k(t) = \gamma_C(t) + \gamma_M(t) + \gamma_{OV}$$

Donde:

$\gamma_C(t)$ : Costo marginal del combustible (Gas, Fuel Oil o lo que fuere)

$\gamma_M(t)$ : Costo marginal de mantenimiento

$\gamma_{OV}(t)$ : Otros costos variables

---

<sup>3</sup> Esta derivada debe ser evaluada sujeta a las siguientes restricciones que deben cumplirse en todo momento:

- Balance Energético: La generación total debe ser igual a la demanda total mas las pérdidas del sistema.
- Límites de la Generación: La demanda total durante la hora t no puede exceder la capacidad de todas las plantas disponibles durante esa misma hora.
- Leyes de Kirchoff: Los flujos de energía y las pérdidas en una red están determinados por leyes físicas.
- Line Flow Limits: Los flujos de energía en una determinada línea de transmisión no pueden exceder los límites especificados sin generar problemas operativos en todo el sistema.



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

### **Generación forzada**

La generación forzada es aquella que se produce cuando en lugar de despacharse la máquina que debería ser despachada de acuerdo con el ordenamiento por costos marginales, se despacha otra de costo marginal superior por razones de diversa índole. Cammesa es quien decide qué máquina ingresa al despacho y que máquina queda en reserva de manera tal de minimizar los costos de la energía para todo el sistema.

Las principales causas de generación forzada en el mercado eléctrico argentino son:

- a) *Técnica*: por tiempo de arranque y parada (es la que explica la mayoría de los casos de generación forzada). En los modelos de fijación de precios ante demandas fluctuantes como el que se expuso anteriormente, se trabaja como si todas las plantas generadoras tuvieran un *switch ON/OFF* de manera que pudieran comenzar a generar electricidad en el mismo momento en que se requieren sus servicios. Sin embargo, la realidad técnica de las turbinas de gas o vapor es que necesitan de varias horas de tiempo de arranque. Es así como por ejemplo, una turbina de vapor que requiera de 24 hs para arrancar pueda ser dejada en funcionamiento aún cuando la demanda esté indicando que no se la necesita porque si se saca de funcionamiento, al día siguiente no llegará a tiempo para abastecer el pico de demanda. Esto sucede habitualmente los fines de semana, debido a que hay muchas máquinas que necesitan más de 48 horas de tiempo de arranque y parada y por lo tanto si salen de funcionamiento un viernes no estarían en condiciones de ser despachadas para hacer frente al pico de demanda del lunes. Sin embargo, no siempre los tiempos declarados por los generadores son reales. Un problema que trae aparejada la generación forzada por tiempo de arranque y parada es que muchos generadores declaran tiempos superiores a los reales para asegurarse continuidad en el despacho debido a que obtienen pagos por potencia que dependen positivamente del hecho de haber sido o no despachado; o bien a que deben incurrir en costos de arranque (como el caso de las turbinas de gas) que no son remunerados. Es decir, los generadores tienen incentivos diferentes al del precio de la energía.
- b) *Diferencias de costos entre ampliar la red de distribución eléctrica y utilizar máquinas más caras*: en este punto estamos contemplando el sistema en forma integrada, haciendo entrar en juego el papel de la distribución. El problema reside en que muchas máquinas de bajos costos no están interconectadas con la red de distribución y entonces no queda otra alternati-

va que hacer uso de las plantas con mayores costos. Lo que debería evaluarse en este caso es el *trade-off* a nivel del sistema entre los costos de ampliar la red y la pérdida de eficiencia por la utilización de máquinas de mayor CMg. En este caso, los distribuidores comparan el sobre costo que enfrentan por utilizar generación forzada (absorbido por ellos) versus el costo de encarar una obra de ampliación de la red.

- c) *Transporte*: limitaciones en la disponibilidad de transporte que traen como resultado que generación de menor costo quede atrapada dentro de una determinada área geográfica.
- d) *Control de tensión en la red*: Esta causa es común en cualquier sistema eléctrico y no debería causar mayores problemas en el proceso de tarificación a costo marginal. Se explica por razones técnicas como el control de tensión o la generación forzada por seguridad.

#### **IV) Estimación numérica:**

Para llevar a cabo la estimación de la diferencia que existe entre el precio designado por Cammesa y el precio que realmente debería cobrarse si se respetara la igualdad  $P=CMg$  explicada en la primera parte de este trabajo, se tomarán como muestra los datos publicados para el mes de enero para dos horas del día diferentes (típicamente la de menor y la de mayor demanda para trabajar de acuerdo con lo mostrado en el modelo teórico).

#### ***Premisas:***

i) Los costos marginales son razonablemente constantes para cada generador. En algunos casos puede presentarse más de un costo marginal (que a lo sumo pueden ser dos o tres valores diferentes según la planta generadora de que se trate y el momento del día), pero esta diferencia es muy pequeña y no cambia los resultados del análisis. En los hechos, cada generador informa sólo un costo marginal.<sup>4</sup> Más adelante veremos que no en todos los casos esta generalización es válida y existen en la actualidad reclamos por parte de los generadores para que se les permita declarar más de un costo por máquina.

ii) La demanda en una hora es relativamente inelástica debido a la baja sustituibilidad de la energía en el cortísimo plazo. Es decir que los consumidores de energía eléctrica no basan sus decisiones de corto plazo en el precio de la energía, con lo cual para determinar el precio de equilibrio supondremos que la can-

---

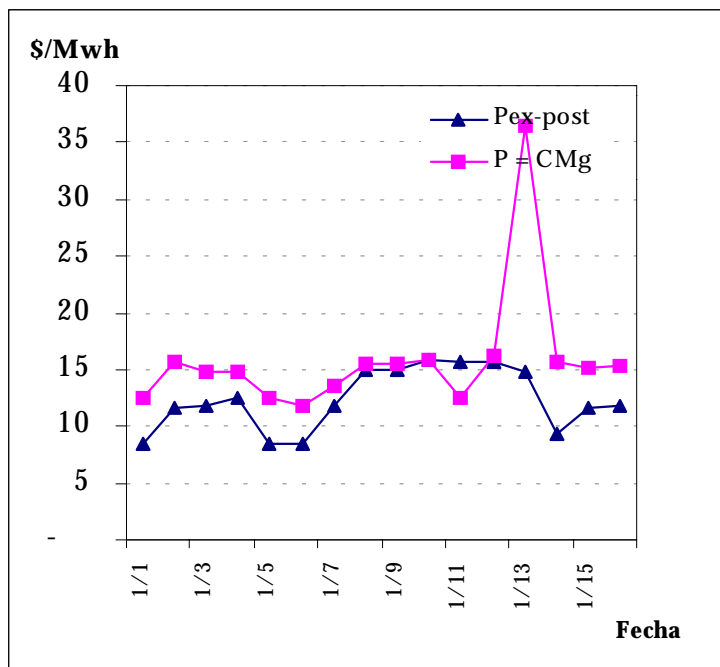
<sup>4</sup> No en todos los casos esta generalización es válida. Existen en la actualidad reclamos por parte de los generadores para que se les permita declarar más de un costo por máquina que refleje la verdadera situación de la planta.

tividad *ex post* es la que lo define. Sin embargo, en el largo plazo esta curva de demanda tendría pendiente negativa y tendríamos como resultado que se estaría demandando más energía de la que sería eficiente, siempre que los precios queden fijados por debajo del costo marginal correspondiente.

iii) Para llevar adelante el análisis se tomarán dos momentos del día: uno en el que la demanda es baja (seis de la mañana) y otro donde se genera el pico (nueve de la noche). A las seis de la mañana se observa más claramente el problema de la generación forzada y de las máquinas que no forman precio. En cambio, en la hora que transcurre entre las ocho y las nueve de la noche, que es el momento en que el sistema funciona cerca de su capacidad máxima, no deberían surgir problemas en la fijación de precios ya que generalmente la última unidad que entra a generar lo hace en forma “genuina”.

Una vez relevada la curva de costos marginales teniendo en cuenta tanto la generación hidráulica como la nuclear y la térmica, se tomará la demanda *ex-post* para mostrar cuál hubiera sido el precio que vacía el mercado. Luego se compara con el precio al que realmente se operó en el mercado y se observará la diferencia entre ambos. Este ejercicio debe efectuarse para cada uno de los días del mes (para hacer una estimación más precisa sería necesario hacerlo para cada hora del día y cada día del mes durante un año).

Resultados del relevamiento para la hora 6 AM.



En este caso se observaron resultados de acuerdo con lo esperado según el problema que planteáramos acerca del impacto de la generación forzada en los precios. En general, para el período analizado se comprobó que  $P_{expost} < C_{mg}$ .

Esto implica que no se estarían respetando las condiciones de primer orden propuestas por el modelo que mostráramos en la primera parte del trabajo.

Es decir, que el precio *ex post* se mantuvo sistemáticamente

por debajo del que hubieran señalado los costos marginales. La explicación es que las máquinas que están funcionando en ese horario están generalmente “forzadas” por razones de tiempo de arranque y parada.

Una pregunta que puede surgir a esta altura es ¿por qué los generadores declaran tiempos mayores a los estrictamente necesarios para poner/sacar de funcionamiento una turbina?. Esto se debe a que muchos de ellos cobran cargos por potencia que dependen positivamente del hecho de ser despachado. De esta manera, tienen un incentivo distinto del precio para generar o no generar, y dado que las plantas no pueden decidir si entran en servicio o no, optan directamente por sobre-declarar la cantidad de horas necesarias para ponerse en funcionamiento.

En la tabla se presentan los datos de la siguiente manera: la primera columna muestra el precio que realmente se dio en el mercado para un día determinado ( $P_{ex\ post}$ ) expresado en \$/MWh. Luego el precio teórico que surge de igualar la oferta con la demanda para ese día ( $P=CMg$ ) y por último la diferencia entre uno y otro precio.

<b>RESUMEN HORA 6 AM</b>									
Fecha	$P_{ex\ post}$	$P = CMg$	Diferencia	MWH	Fecha	$P_{ex\ post}$	$P = CMg$	Diferencia	MWH
1/1	8,4	12,5	4,1	6.454	1/17	11,0	15,3	4,3	7.762
1/2	11,6	15,8	4,1	7.307	1/18	11,8	15,5	3,7	7.738
1/3	11,9	14,8	3,0	7.845	1/19	8,6	13,5	4,9	7.314
1/4	12,5	14,9	2,4	7.730	1/20	8,7	13,7	4,9	7.126
1/5	8,5	12,5	4,1	6.890	1/21	8,7	15,5	6,7	7.149
1/6	8,5	11,9	3,4	5.915	1/22	11,9	15,6	3,7	8.101
1/7	11,9	13,5	1,6	6.942	1/23	15,2	15,6	0,4	8.417
1/8	15,0	15,5	0,5	8.024	1/24	15,4	16,2	0,8	8.964
1/9	15,0	15,5	0,5	8.372	1/25	13,3	15,6	2,3	8.449
1/10	15,9	15,9	-	8.413	1/26	12,0	15,6	3,6	8.449
1/11	15,7	12,5	(3,2)	7.190	1/27	9,3	14,6	5,3	7.425
1/12	15,7	16,2	0,5	8.823	1/28	8,5	12,5	4,0	7.777
1/13	14,8	36,4	21,6	7.883	1/29	11,9	12,5	0,6	7.777
1/14	9,3	15,7	6,4	7.622	1/30	9,3	15,0	5,7	8.254
1/15	11,6	15,2	3,6	7.827	1/31	11,9	15,0	3,1	8.526
1/16	11,9	15,3	3,4	7.928					
					<b>Promedio</b>	<b>12,38</b>	<b>15,87</b>	<b>3,49</b>	<b>7.573</b>

Esta diferencia arroja un promedio de \$/Mwh 3,5 aproximadamente para el mes de enero.

Multiplicando la diferencia obtenida en cada día por la energía generada se obtuvo una pérdida de \$ 840 mil para el mes enero durante esa hora.

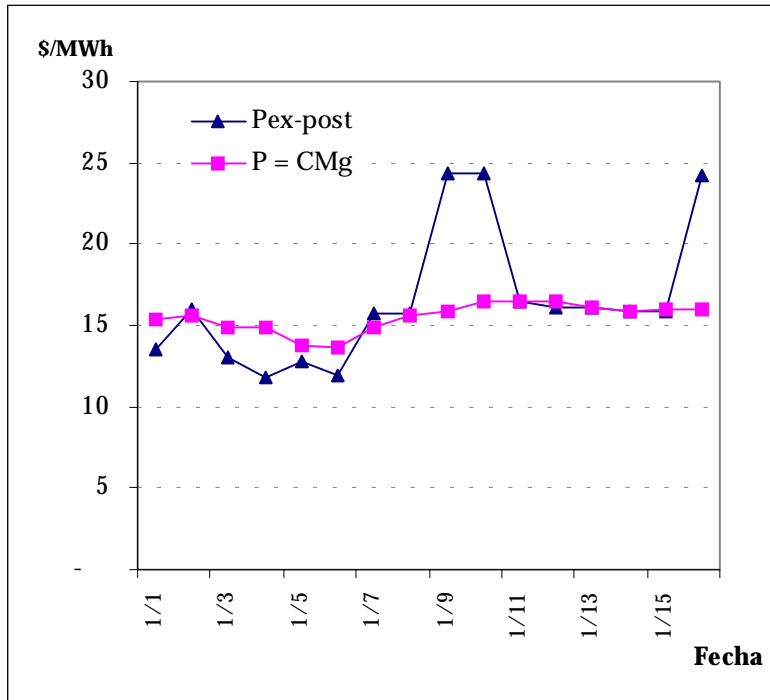
### **Resultados del relevamiento para la hora 21 PM.**

Esta hora es la de demanda máxima y dado que en general no se verifica el problema de la generación forzada, se observa que en algunos casos los precios ex post y los precios “teóricos” coinciden.

De esta manera el precio al que se vendió la energía estaría cumpliendo la relación  $P=CMg$ .

Sin embargo, se ha notado que en varias oportunidades los precios resultaron ser finalmente mucho más altos inclusive que los que indica la igualación entre cantidad de energía demandada y marcado la curva de oferta.

Este fenómeno se debe por un lado a contingencias de índole técnico y por otro, a la manera en que se determina cuáles son los generadores que serán despachados.



Camessa efectúa una planificación semanal y diaria de los generadores que irán entrando en servicio minimizando el costo total de producción de acuerdo con

$$MinCTsistema = \sum C_i$$

para una semana determinada, donde  $C_i$  representa el costo del generador  $i$  para ese mismo período.

De esta manera al optimizar la función de costos del sistema muchas veces resulta que los costos de generación incurridos por una turbina de combustible caro en el pico son menores que los de dejar funcionando turbinas más baratas por un período de tiempo largo. Así es como se generan esos precios extremos que se observan el gráfico que pueden no coincidir con el óptimo diario.

RESUMEN HORA 21									
Fecha	P <sub>ex-post</sub>	P = CMg	Diferencia	MWH	Fecha	P <sub>ex-post</sub>	P = CMg	Diferencia	MWH
1/1	13,5	15,4	1,9	11.921					
1/2	16,0	15,6	(0,4)	13.153	1/17	24,3	15,9	(8,4)	12.700
1/3	13,0	14,9	1,9	12.459	1/18	24,3	16,3	(8,0)	12.698
1/4	11,8	14,9	3,1	12.204	1/19	15,6	16,1	0,4	11.889
1/5	12,8	13,8	1,0	9.896	1/20	15,2	15,4	0,2	10.049
1/6	11,9	13,7	1,8	9.544	1/21	15,7	15,9	0,3	12.765
1/7	15,7	14,9	(0,8)	12.496	1/22	28,0	16,2	(11,8)	13.330
1/8	15,7	15,6	(0,1)	13.045	1/23	44,5	19,9	(24,6)	13.574
1/9	24,3	15,9	(8,5)	13.148	1/24	31,3	19,3	(12,0)	12.911
1/10	24,4	16,5	(7,9)	13.264	1/25	24,3	16,5	(7,9)	12.421
1/11	16,5	16,5	-	13.739	1/26	15,6	16,2	0,5	11.053
1/12	16,2	16,5	0,4	12.883	1/27	15,2	15,4	0,2	9.925
1/13	16,2	16,2	0,0	9.800	1/28	44,5	16,5	(28,1)	12.666
1/14	15,9	15,9	(0,1)	8.607	1/29	24,4	16,2	(8,2)	12.058
1/15	15,9	16,0	0,1	12.489	1/30	45,3	16,5	(28,8)	12.577
1/16	24,3	15,9	(8,3)	12.615	1/31	13,3	15,6	2,3	9.391
	<b>Promedio</b>	<b>16,50</b>	<b>15,50</b>	<b>(0,99)</b>	<b>11.954</b>				

Parecería que con estos resultados, donde  $P_{\text{expost}} > \text{CMg}$ , el reclamo  $P = \text{CMg}$  que hacen muchos generadores que alegan pérdidas de dinero por no respetarse esta regla no tendría demasiado sentido, ya que justamente en el horario donde se genera mayor cantidad de energía los precios resultan ser más altos de lo esperado. Para hacer un análisis más completo sería necesario relevar más información agregando por lo menos una hora más por día al análisis y tomando meses de invierno donde la demanda también es alta y algún mes fuera de los picos.

En este caso, dado que el precio ex post fue mayor al costo marginal se obtuvo una diferencia a favor de los generadores de \$1.9 millones.

Finalmente para tener una idea más acabada de cuánto es la pérdida global del sistema, es necesario hacer el relevo para todas las horas del día por lo menos durante un año, ya que con los datos mostrados en este trabajo, la diferencia neta observada fue a favor de los generadores.

#### **V) Algunas propuestas tentativas:**

Para mejorar el método con el que se fijan los precios en el mercado eléctrico podrían proponerse en principio, dos tipos de soluciones: una que mantenga el actual esquema en el que Cammesa optimiza los costos pero creando incentivos para evitar el problema de la generación forzada; otro diferente en el que desaparezca la figura de Cammesa y en el que cada generador haga la oferta optimizando su propia función de beneficios/costos.

##### *a) Creación de incentivos económicos para la correcta declaración de los tiempos de arranque y parada de las unidades turbo vapor (TV) y ciclos combinados (CC):*

Los generadores deberían poder realizar una operación flexible, para evitar que se generen sobredeclaraciones de tiempos. Cada generador podría de esta manera declarar costos en forma parcializada y operar fraccionadamente. Para ello, sería necesario separar el pago por capacidad del despacho (hoy en día Cammesa paga una suma por MWh por estar despachado 90hs a la semana, esto hace que para muchos generadores sea atractivo entrar a funcionar independientemente del precio spot). El problema de los pagos por capacidad que en general están destinados al recupero de la inversión, es la dificultad para asignarlos entre los distintos participantes, ya que es difícil determinar qué generadores ya han depreciado totalmente sus activos y cuáles no.

Otro incentivo podría ser el reconocimiento de los costos de arranque y parada para los ciclos combinados, incluyéndolos en la función a optimizar. Así se evi-

tarían los picos de precios que se generan en horarios de alta demanda como los que viéramos en el relevo de datos de las 21 horas.

*b) Esquema de declaración de precios horarios (sin techo), manteniendo los pagos por potencia para los años de baja hidraulicidad:*

Cada generador optimizaría su propia función de costos/beneficios y ofrecería en el mercado una determinada cantidad de energía a un precio que le resulte óptimo. Este tipo de declaración de precios intentaría originar un comportamiento competitivo entre las distintas firmas que operan en el sistema.

La declaración de precios sería horaria y por bloque de potencia, es decir que cada planta podría fraccionar su oferta declarando precios diferentes para las diferentes cantidades de energía que esta dispuesta a generar, incluyendo en su función de costos todas las variables que sean relevantes y diseñando una tarifa en la que pueda cobrar cargos por potencia para compensar las inversiones y la disponibilidad.

## **V) Comentarios Finales & Conclusiones**

Desde el punto de vista de la eficiencia, el sistema marginalista, en condiciones de competencia perfecta y sin “fricciones” tecnológicas aparecería como una solución de primer mejor para la determinación de los precios de la energía en el mercado eléctrico.

No obstante, los problemas técnicos que mencionamos a lo largo del trabajo se imponen como restricciones a la hora de la optimización de la función de bienestar. En realidad, estrictamente hablando lo que se hace es minimizar una función de costos para diferentes períodos (Cammesa lleva a cabo tres tipos de programaciones: diaria, semanal, mensual) lo que no siempre lleva al mismo precio óptimo, como viéramos en los resultados de la hora 21.

Si bien el organismo regulador minimiza una función de costos para el sistema en su conjunto existen algunas consideraciones como los costos de arranque y parada, que no se tienen en cuenta para todos los casos. Los únicos generadores que tienen permitido incluir estos costos son las TV (turbo vapor), que tienen altos costos operativos. Los CC (o ciclos combinados) que a su vez son de bajo costo operativo, sólo pueden declarar las horas necesarias para el arranque y parada, pero no los costos. Esto crea incentivos para sobre declarar los tiempos y asegurarse el despacho, generando a su vez distorsiones en los precios.

Para las horas de baja demanda donde se presenta el problema de la generación forzada, los precios deberían reflejar el verdadero costo en que está incurriendo el sistema. De esta manera habría incentivos para que se instalen más generadores de menor costo, o para que los que actualmente están instalados declaren los verdaderos tiempos de arranque y parada de plantas, eliminándose parte del

problema de la generación forzada. Por supuesto que en competencia perfecta esto llevaría a que con el tiempo los precios vuelvan a bajar y algunos generadores deban retirarse.

No obstante, esto último podría no ser deseable desde el punto de vista de la economía en su conjunto dado que podría llevar a la necesidad de efectuar cortes en el suministro de energía por falta de capacidad si comienzan a retirarse los generadores o no se realizan las inversiones necesarias para satisfacer la demanda. En este caso el sistema regulatorio debería tener en cuenta algún tipo de solución a la Ramsey donde la función a optimizar contemple una restricción de participación que permita la recuperación de los costos fijos y las inversiones por parte de las firmas.

Por último faltaría analizar la remuneración por capacidad. Esta debería reflejar la retribución al generador por el hecho de tener una determinada capacidad instalada disponible para salir a generar cuando se lo requiera y debería distribuirse entre los clientes según el consumo excedente por encima de un determinado nivel  $x$ . Otra solución es el cargo fijo independiente totalmente del despacho que no altera los márgenes.



**Bibliografía:**

*Viscusi, Vernon, Harrington*: “Economics of Regulation and Anti Trust, MIT Press (1996)

*Peter O.Steiner*: “Peak Load and Efficient Pricing”, Quarterly Journal of Economics (1957)

*Wilson, Robert*: “Nonlinear Pricing”, Oxford University Press (1993)

*Schweppe, Fred*, et alia: “Spot Pricing of Electricity”, Kluwer Academic Publishers (1988)

**Reglamentación & Normativas:**

Ley 24065, Generación, Distribución y Transporte de electricidad.

Procedimientos del MEM, disponible en la página de Internet de Cammessa ([www.cammessa.com.ar](http://www.cammessa.com.ar))