

Simulation of imperfect competition by residual demand curves in oligopolistic electricity markets

Agustín R. Marulanda Guerra

*Departamento de Potencia, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería,
Universidad del Zulia, Apartado 526. Maracaibo 4011A, Venezuela.*

Abstract

In a competitive electricity market two kinds of generating companies coexist; according to their market power it is possible to classify them in price-taking generating companies and leader generating companies. The optimal bidding of price-taking companies depends on the market clearing prices. On the other hand, the optimal bidding of leader companies depends on their corresponding residual demand curves, which capture how the market clearing price changes with the variation on the levels production of a particular generating company. The idea of this article is to assess the potential market power of a leader company when it decides to compete in quantities according to the Cournot model. A non-linear optimization problem has been used to model the leader generating company. Finally, a realistic case study is presented and discussed.

Key words: Competitive electricity market, nonlinear programming, optimal bidding, Cournot model, residual demand curve.

Simulación de competencia imperfecta usando curvas de demanda residual en mercados eléctricos de tipo oligopolio

Resumen

En los mercados eléctricos competitivos existen dos tipos de compañías de generación, las cuales pueden clasificarse de acuerdo a su poder de mercado en compañías tomadoras de precios y compañías líderes de mercado. La oferta óptima de venta de una compañía tomadora depende del comportamiento esperado de los precios de mercado, mientras que la oferta de las compañías líderes es una función de sus correspondientes curvas de demanda residual, ésta captura la forma en la cual varían los precios con respecto a cambios en los niveles de producción de una compañía en particular. El propósito de este artículo es medir el potencial poder de mercado, de una compañía líder, cuando decide competir en cantidades según el modelo estático de Cournot. La compañía líder ha sido modelada como un problema de optimización no lineal con restricciones lineales. Finalmente, se presenta y analiza un caso de estudio.

Palabras clave: Mercado eléctrico competitivo, programación no lineal, oferta óptima, modelo de Cournot, curva de demanda residual.

Introducción

Los mercados eléctricos son el nuevo paradigma en la industria eléctrica, desafortunadamente la presencia de pocas compañías de generación tienden a convertirlos en mercados de tipo

oligopolio; donde unas pocas compañías tienen la habilidad para modificar el precio de mercado, éste es el caso del mercado eléctrico español [1] y del mercado de Inglaterra y Gales [2].

En este trabajo, se propone un nuevo modelo para medir el potencial poder de mercado

con el que cuenta una compañía líder de generación en un mercado de tipo oligopolio. Éste se ha simulado incluyendo el comportamiento de las compañías seguidoras por medio de la curva de demanda residual de la compañía líder, modelada dicha demanda residual por medio de una función escalón, donde cada escalón representa un bloque de energía. La idea principal es analizar las variaciones de los precios de la energía entre un mercado de competencia perfecta y aquellos que se obtienen en un modelo de competencia oligopólica. Dicho esquema se basa en el concepto de equilibrio de Cournot formulado por Borrenstein [3]. De esta forma, la compañía líder emplea cantidades estratégicas cuando compite en un mercado diario de energía, ajustando su producción horaria al conocer el nivel de producción de las otras compañías. Bajo este entorno, la compañía líder maximiza sus beneficios al seleccionar el par cantidad-precio que debe producir, de forma que incremente adecuadamente el precio. La cantidad de energía a colocar en el mercado, por la compañía líder, se obtiene a partir de su función de beneficio diario. Por otro lado, las compañías rivales no tienen capacidad para influir sobre los precios, por lo cual se comportan como tomadoras de precios (seguidoras) ofertando sus respectivas energías a costos marginales de producción.

Modelos de Optimización

En esta sección, se presentan los correspondientes problemas de optimización vistos por el operador de mercado y la compañía líder de generación con su respectivo modelo de demanda residual.

Operador de mercado

En un mercado donde las pérdidas y las restricciones de la red se pueden despreciar, el precio de la energía está determinado por la maximización del beneficio total de los consumidores y productores, denominado *Beneficio Social Neto*. Así, la función objetivo se define como:

$$\max_{\varphi, \delta} \sum_{h=1}^{24} \left\{ \sum_{i \in I} \sum_{d \in D} \varphi_{i,d}^h PC_{i,d}^h - \sum_{j \in J} \sum_{b \in B} \delta_{j,b}^h PG_{j,b}^h \right\} \quad (1)$$

donde J es el conjunto de centrales de generación, I es el conjunto de consumidores, D es el conjunto de bloques de energía ofertados por los consumidores, B es el conjunto de bloques de energía ofertados por los productores, $\varphi_{i,d}^h$ es la cantidad de energía correspondiente al bloque d del consumidor i en la hora h y $PC_{i,d}^h$ es el precio asociado de la energía. $\delta_{j,b}^h$ es la cantidad de energía correspondiente al bloque b del productor j en la hora h y $PG_{j,b}^h$ es el precio asociado de la energía. Esta función objetivo está sujeta al siguiente grupo de restricciones lineales ($h = 1, \dots, 24$) [4, 5]:

a) Para cada hora, la energía total vendida debe ser igual al total de energía comprada. Además, la energía casada de cada bloque no debe exceder la cantidad ofertada por el consumidor o productor para dicho bloque:

$$\sum_{i \in I} \sum_{d \in D} \varphi_{i,d}^h = \sum_{j \in J} \sum_{b \in B} \delta_{j,b}^h \quad (2)$$

$$\varphi_{i,d}^h \leq Qc_{i,d}^h \quad (3)$$

$$\delta_{j,b}^h \leq Qg_{j,b}^h \quad (4)$$

donde $Qc_{i,d}^h$ y $Qg_{j,b}^h$ son las cantidades de energía que los agentes i y j , están dispuestos a comprar o vender en la hora h del bloque d o b , respectivamente.

b) La energía casada de cada uno de los agentes:

$$P_j^h = \sum_{b=1}^B \delta_{j,b}^h \quad (5)$$

$$C_i^h = \sum_{d=1}^D \varphi_{i,d}^h \quad (6)$$

donde P_j^h es la energía asignada a la central j en la hora h y C_i^h es la cantidad de energía servida al consumidor i en la hora h .

c) La relación lógica entre arranque, parada y conexión de las centrales:

$$x_j^h - x_j^{h-1} = a_j^h - s_j^h \quad (7)$$

$$\alpha_j^h + s_j^h \leq 1 \quad (8)$$

donde x_j^h , α_j^h y s_j^h son variables binarias, las cuales son iguales a uno si la central j se encuentra conectada en la hora h , arrancada o desconectada al inicio de la hora h , respectivamente.

d) Rampas de subida y bajada:

$$-RD_j \leq P_j^h - P_j^{h-1} \leq RU_j \quad (9)$$

donde RU_j y RD_j son los límites de las rampas de subida y bajada de la central j , respectivamente.

El problema de optimización anteriormente descrito, ha sido implementado en el paquete comercial GAMS [6] utilizando Cplex [7] como programa de resolución.

Compañía líder

La compañía líder de mercado se ha modelado por medio de su función de beneficio diario, que se define como los ingresos totales menos los costos totales, teniendo como objetivo determinar la producción que maximice el escalar:

$$\max_{\phi, \delta} \sum_{h=1}^{24} \left\{ \lambda^h(\phi) \phi^h - \sum_{j=1}^{n_j} CP_j^h - CU_j \alpha_j^h - CS_j s_j^h \right\} \quad (10)$$

donde $\lambda^h(\phi^h)$ representa la función de demanda residual, ϕ^h es la energía total producida por la compañía en la hora h , n_j representa el conjunto de centrales pertenecientes a la compañía líder, CP_j^h es el costo variable de producción de la central j en la hora h , CU_j y CS_j son los costos de arranque y parada de la central j en la hora h , respectivamente.

Aparte de la expresión que caracteriza las curvas de demanda residual, el problema de optimización descrito anteriormente está sujeto a un grupo de restricciones, las cuales se han definido en términos lineales o por medio de ecuaciones lineales por tramos [4, 8]:

a) La generación total, ϕ^h , es la suma de la producción individual de cada central:

$$\phi^h = \sum_{j=1}^{n_j} P_j^h \quad (11)$$

donde P_j^h es la energía generada por la central j en la hora h .

b) Los límites máximos y mínimos de generación de las centrales y rampas de subida y bajada:

$$P_j^m x_j^h \leq P_j^h \leq P_j^M x_j^h \quad (12)$$

$$-RD_j \leq P_j^h - P_j^{h-1} \leq RU_j \quad (13)$$

donde P_j^m y P_j^M son la potencia de salida mínima y máxima permitida de la central j , respectivamente.

c) La relación lógica entre arranque, parada y conexión de las centrales:

$$x_j^h - x_j^{h-1} = \alpha_j^h - s_j^h \quad (14)$$

$$\alpha_j^h + s_j^h \leq 1. \quad (15)$$

d) Costo variable de producción:

$$CP_j^h = fc_j x_j^h + \sum m_{j,k} \sigma_{j,k}^h \quad (16)$$

$$P_j^h = P_j^m x_j^h + \sum_{k=1}^{n_c} \sigma_{j,k}^h \quad (17)$$

$$0 \leq \sigma_{j,k}^h \leq p_{j,k}^{\max} \quad (18)$$

donde CP_j^h es la aproximación lineal por tramos de la función de costo de producción de la central j en la hora h , fc_j es el costo fijo de la central j , n_c representa el número de segmentos de la aproximación lineal por tramos de la función de costo, $\sigma_{j,k}^h$ es una variable positiva que representa la potencia del segmento k en la hora h de la central j , $m_{j,k}$ representa la pendiente del segmento k de la central j y $p_{j,k}^{\max}$ es el límite superior del segmento k de la función de costo de la central j .

e) La potencia hidroeléctrica de salida en función de la descarga de agua.

$$P_j^h = P_j^m x_j^h + \sum_{l=1}^{n_l} mq_{j,l} \alpha_{j,l}^h \quad (19)$$

$$Q_j^h = q_j^m x_j^h + \sum_{l=1}^{n_l} \alpha_{j,l}^h \quad (20)$$

$$0 \leq \alpha_{j,l}^h \leq q_{j,l}^{\max} \quad (21)$$

donde P_j^h es la aproximación lineal por tramos de la función de generación de la central hidroeléctrica j en la hora h , Q_j^h es el caudal que atraviesa la turbina de la central j en la hora h , q_j^m es el caudal mínimo permitido de la central j , n_l representa el número de segmentos de la aproximación lineal por tramos de la función de generación, $\alpha_{j,l}^h$ es una variable positiva que representa la descarga de agua del segmento l en la hora h de la central j , $mq_{j,l}$ representa la pendiente del segmento l de la central j y $q_{j,l}^{\max}$ es el límite superior del segmento l de la aproximación lineal por tramos de la central hidroeléctrica j .

f) La descarga natural en función del volumen del embalse:

$$S_j^h = \sum_{m=1}^{n_m} ms_{j,m} \psi_{j,m}^h \quad (22)$$

$$V_j^h = \sum_{m=1}^{n_m} \psi_{j,m}^h \quad (23)$$

$$0 \leq \psi_{j,m}^h \leq v_{j,m}^{\max} \quad (24)$$

donde S_j^h es la aproximación lineal por tramos de la función de descarga de agua del embalse j en la hora h , V_j^h es el volumen de agua del embalse j en la hora h , n_m representa el número de segmentos de la aproximación lineal por tramos de la función de descarga de agua, $\psi_{j,m}^h$ es una variable positiva que representa la descarga media de agua del segmento m en la hora h del embalse j , $ms_{j,m}$ representa la pendiente del segmento m del embalse j y $v_{j,m}^{\max}$ es el límite superior del segmento m de la aproximación lineal por tramos de la función de desembalse del embalse j .

g) El balance dinámico de agua con acoplamiento hidráulico.

$$V_j^h = V_j^{h-1} + r_j^h + Q_{j-1}^{h-\tau_j} + S_{j-1}^{h-\tau_j} - Q_j^h - S_j^h \quad (25)$$

$$V_j^m \leq V_j^h \leq V_j^M \quad (26)$$

donde r_j^h es la contribución natural de agua al embalse j durante la hora h , τ_j es el retardo en horas entre el embalse j y el embalse siguiente aguas abajo, V_j^m y V_j^M son los límites de volumen mínimo y máximo del embalse j , respectivamente.

El problema de optimización no lineal descrito por las ecuaciones (10)-(26), ha sido resuelto por medio del paquete DICOPT [9] bajo el ambiente GAMS [6].

Demanda residual

En un mercado eléctrico realista, la curva de demanda residual se obtiene sustrayendo de la curva agregada de demanda la oferta agregada del resto de competidores. Ésta se caracteriza por una curva de tipo escalón, debido a que las ofertas enviadas por los agentes al operador del mercado se presentan por bloques de energía con sus respectivos precios [8], lo cual complica la forma de representarlas. El modelo adoptado en este trabajo utiliza variables binarias, u_t^h , para controlar la energía total en cada escalón, así la demanda residual se presenta como:

$$\lambda^h(\phi^h) = \lambda_1^h - \sum_{t=1}^{T-1} \Delta \lambda_t^h u_t^h \quad (27)$$

$$\phi^h = \sum_{t=1}^T \delta_t^h \quad (28)$$

$$q_t^h u_t^h \leq \delta_t^h \leq q_t^h \quad t = 1 \quad (29)$$

$$(q_t^h - q_{t-1}^h) u_t^h \leq \delta_t^h \leq (q_t^h - q_{t-1}^h) u_{t-1}^h \quad t = 2 \dots T - 1 \quad (30)$$

$$0 \leq \delta_t^h \leq (q_t^h - q_{t-1}^h) u_{t-1}^h \quad t = T \quad (31)$$

$$u_{t+1}^h \leq u_t^h \quad t = 1 \dots T - 1 \quad (32)$$

donde T es el conjunto de bloques de la demanda residual, $\lambda^h(\phi^h)$ es el precio en la hora h como función del nivel de producción de la compañía, ϕ^h es la energía total que la compañía debe generar durante la hora h , λ_1^h es el precio del primer bloque en la hora h , $\Delta \lambda_t^h$ es la diferencia entre dos precios

consecutivos, δ_t^h es una variable positiva que indica la energía en el bloque t en la hora h , q_t^h es el límite superior del bloque t en la hora h y u_t^h es una variable binaria, la cual es igual a uno si la energía del bloque $t + 1$ es usada en la hora h .

Poder de Mercado

El poder de mercado es la habilidad de una compañía de generación para incrementar los precios por encima de sus niveles competitivos por un periodo significativo de tiempo [10]. Existen dos mecanismos por los cuales una compañía de generación ejerce su poder de mercado, el primero involucra estrategias de ofertas donde declara precios superiores a los costos marginales de producción de sus correspondientes centrales de generación, con el objetivo de elevar el precio de cierre del mercado. Este mecanismo lleva incluido el riesgo de que las ofertas no sean aceptadas en el mercado, debido a que sus precios son superiores al precio de cierre del mercado. El segundo mecanismo tiene que ver con un juego en cantidades donde la compañía de generación trata de retirar energía del mercado, de forma que la curva agregada de oferta se desplace hasta alcanzar el precio de mercado que maximice su beneficio diario. El trabajo desarrollado en este artículo está focalizado en este último mecanismo.

Por otra parte, es posible utilizar la teoría de juegos para medir el poder de mercado de una compañía de generación en particular [11]; el modelo de Cournot permite examinar esta habilidad. Con este modelo, la compañía maximiza su propio beneficio bajo la suposición de que todos sus rivales mantendrán constantes sus niveles de producción, es decir, asume que éstas no reaccionaran a su estrategia de oferta. De esta forma, el potencial poder de mercado se mide como la relación entre los precios de mercados con respecto a los que se obtienen en un modelo de competencia perfecta, es decir, los precios de competencia perfecta se utilizan como benchmarks para medir el posible poder de mercado de la compañía líder, así:

$$\gamma = \frac{P_{ci} - P_{cp}}{P_{ci}} 100 \quad (33)$$

donde P_{ci} es el precio de la energía en competencia imperfecta y P_{cp} representa el precio en el modelo de mercado de competencia perfecta. La ecuación (33) también es conocida como índice de Lerner.

Caso de Estudio

Se pretende simular el comportamiento de los precios de la energía en un mercado diario bajo dos esquemas de competencia, a saber: Competencia Perfecta y Competencia Imperfecta. El mercado está formado por tres compañías de generación, cuyas características principales se resumen a continuación:

- Una compañía líder con una capacidad instalada de 2119 MW de generación termoeléctrica e hidroeléctrica. Las características de generación y desembalse de las centrales hidroeléctricas, han sido modeladas por medio de la aproximación lineal por tramos.
- Dos compañías seguidoras, A y B, que poseen una capacidad instalada de 1219 MW y 896 MW, respectivamente; además, sólo disponen de generación termoeléctrica.

Para la competencia perfecta, cada compañía realiza una oferta por cada una de sus centrales, basándose en sus costos marginales de producción. Luego, el operador del mercado aplica un mecanismo de subasta optimizando el beneficio social neto para determinar el precio horario de la energía como el bloque aceptado más caro, al tiempo que establece la producción aceptada de cada central. En el modelo de competencia imperfecta propuesto, se asume que las compañías rivales mantienen constantes sus niveles de producción y sus ofertas reflejan los costos marginales, tal como se muestra en la Figura 1. En cambio, la compañía líder selecciona la cantidad estratégica de energía que debe producir para influir en forma unilateral sobre los precios, maximizando así sus beneficios horarios, basándose en su curva de demanda residual y asumiendo que sus rivales no reaccionarán a los cambios que se producen en el precio de la energía. En los mercados eléctricos realistas, las compañías seguidoras realizan sus ofertas según el precio esperado en el mercado. Finalmente, se compararán los precios de la energía obtenidos en ambos esquemas; competencia perfecta e imperfecta.

Competencia perfecta

Para simular un mercado de competencia perfecta, es necesario que ninguno de los participantes tenga la habilidad de influir sobre los precios, de esta forma todas las centrales térmicas realizan sus ofertas de acuerdo a sus correspondientes costos marginales de producción, mientras que las centrales hidroeléctricas ofertan según el costo futuro de operación asociado con el uso o almacenamiento del agua [12]. Cada central envía una curva de oferta de cuatro bloques, las cuales se utilizan para construir la curva agregada de oferta. Cuando una compañía de generación realiza ofertas distintas a sus costos marginales está explorando las imperfecciones del mercado, dicho comportamiento se conoce como oferta estratégica.

Para este esquema, los precios de cierre de mercado se han calculado por la intersección de la curva de demanda con la curva agregada de oferta. La Figura 2 muestra los precios horarios y la demanda en competencia perfecta, nótese que los precios siguen el comportamiento de la curva

de demanda. Este resultado se utiliza para calcular la cuota de mercado de cada compañía de generación y el índice de Herfindahl-Hirschman [10], dicha información se muestra en la Figura 3. Obsérvese que la compañía líder tiene una cuota de mercado de 71,60%, aún cuando su capacidad de generación es sólo del 50% de la capacidad total instalada del sistema. Mientras que las compañías tomadoras de precio A y B, compiten por el 28,40% del mercado restante. El alto valor del índice de Herfindahl-Hirschman (5482,06) indica que se está en presencia de un mercado altamente concentrado.

Los precios de competencia perfecta se utilizan posteriormente, para medir el potencial poder de mercado de la compañía líder al usar la ecuación (33).

Competencia imperfecta

En el modelo de mercado de competencia imperfecta, la compañía líder de generación tiene la habilidad para manipular los precios de la energía cambiando sus niveles de producción de

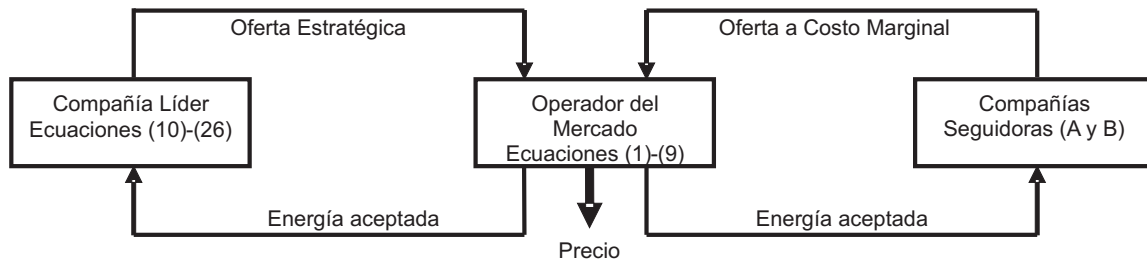


Figura 1. Esquema de competencia imperfecta.

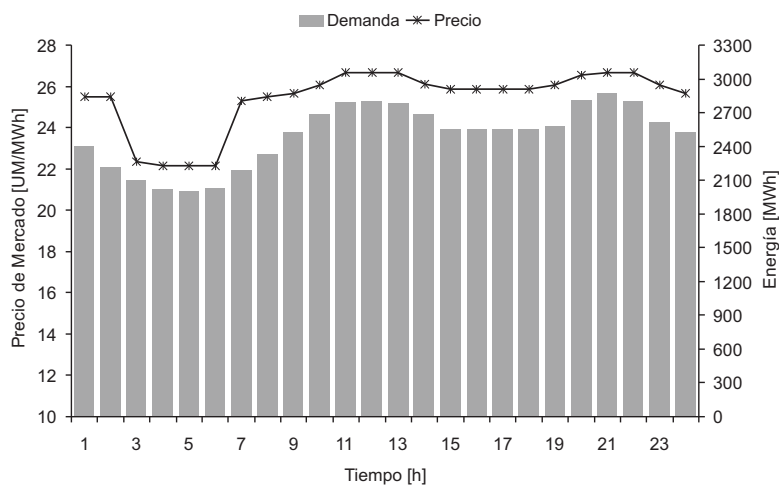


Figura 2. Precios horarios de la energía y demanda para el caso de competencia perfecta.

acuerdo a su curva de demanda residual. Ésta asume que todos sus rivales ofertan según sus correspondientes costos marginales de producción, además éstas no responden a la estrategia de oferta de la compañía líder. En consecuencia, la compañía líder debe calcular su curva de demanda residual para cada una de las 24 horas del horizonte de programación y maximizar su función de beneficio diario, ecuación (10), para obtener la cantidad de energía a colocar en el mercado de forma que pueda incrementar los precios para maximizar su beneficio.

En la Figura 4 se muestran las curvas de demanda residual para la horas de máxima (hora 21) y mínima demanda (hora 5). En aquellas horas donde la demanda de electricidad es baja, la curva de demanda residual presenta valores negativos, debido a que la oferta de las empresas seguidoras es mayor que la demanda en dicha hora; en este estudio sólo se consideran valores positivos para formar la demanda residual. Di-

chas curvas también están acotadas por la energía máxima que la compañía puede generar, esto ocurre en las horas en que la demanda de electricidad aumenta. En la Figura 4, también se observar cómo cambia la relación precio-cantidad de las curvas de demanda residual dependiendo de la cantidad de energía demandada en las diferentes horas del horizonte de programación.

Resultados

La Figura 5 muestra el precio de mercado que se obtiene después que la compañía líder haya modificado su oferta de venta de energía, el comportamiento de los precios en el modelo de competencia perfecta y el poder de mercado potencial. Utilizando como indicador el índice de Lerner se observa cómo los precios en competencia imperfecta son más elevados; incrementando su valor medio de 25.39 UM/MWh, en competencia perfecta, hasta 28.13 UM/MWh. Así, en las

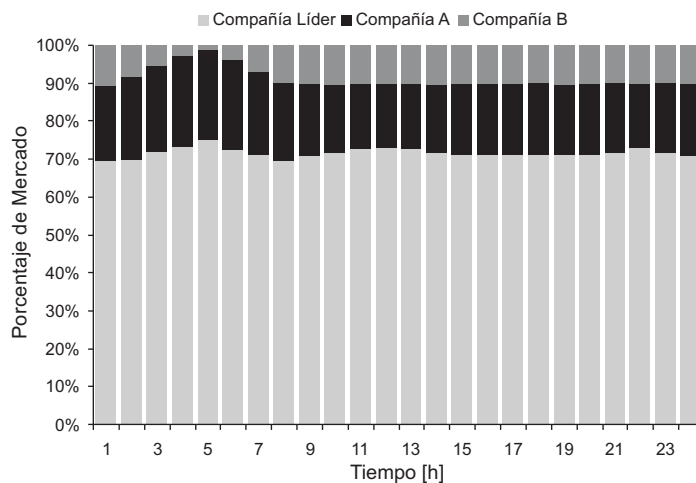


Figura 3. Porcentaje de mercado para las compañías de generación.

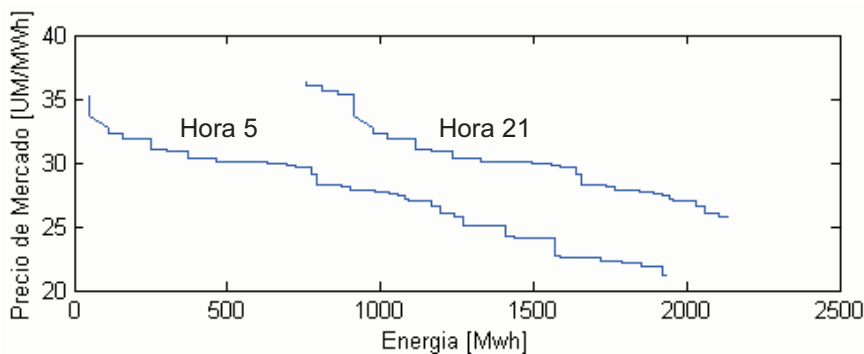


Figura 4. Curvas de demanda residual para las horas de mayor y menor demanda.

horas números 4, 5 y 6 la compañía puede incrementar hasta un 18.1% el precio marginal de la energía. Nótese que mientras mayor sea la cuota de mercado que domina esta compañía, mayor será su influencia sobre los precios de la energía (ver Figura 3).

La Figura 6 muestra como la compañía líder sacrifica su participación en el mercado para incrementar los precios horarios. Se puede observar claramente, que al retirar energía de sus ofertas la compañía logra incrementar los precios, obligando que centrales más caras entren en el proceso de casación. La compañía líder cede parte de su cuota de mercado para incrementar los precios. Como consecuencia a esta estrategia su cuota de mercado se reduce de 71.64% (42.967 MW), en el caso de competencia perfecta,

a 59,46% (35.659 MW) para el mercado en competencia imperfecta. Las compañías seguidoras también obtienen beneficios de la estrategia empleada por la compañía líder, debido a que pueden vender más energía al aumentar sus respectivas cuotas de mercado, además de aprovecharse de un incremento en los precios.

Con el incremento de los precios, la compañía busca maximizar su beneficio diario. Una comparación directa hora a hora es complicada de realizar debido principalmente a que las centrales arrancan en diferentes períodos en cada modelo de mercado, de esta forma es imposible comparar el beneficio en una hora determinada si los costos de arranque difieren en dicha hora. Sin embargo, es posible comparar el beneficio diario alcanzado por la compañía en ambos modelos de mercado.

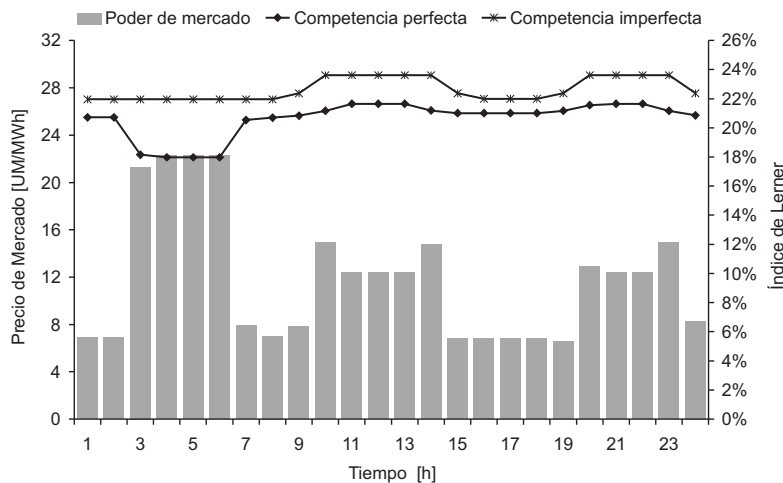


Figura 5. Comparación de los precios de mercado en ambos tipos de mercado.

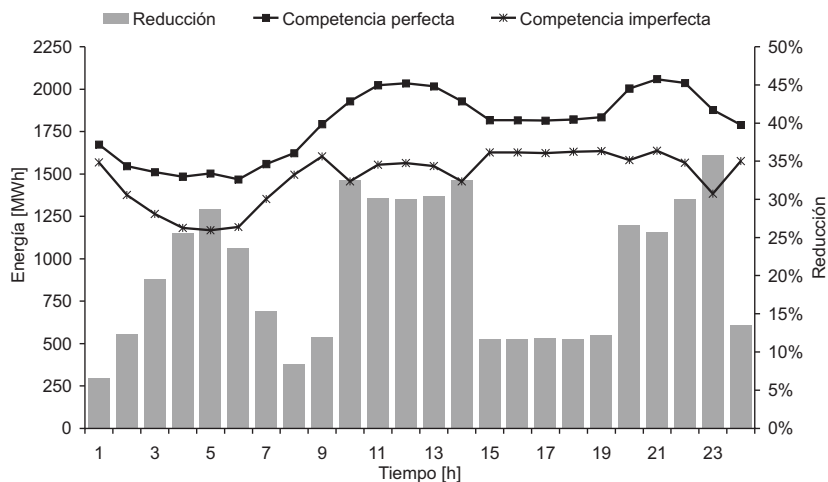


Figura 6. Energía horaria retirada por la compañía líder de sus ofertas de venta.

Tabla 1
Valores comparativos de precio medio, cuota de mercado, energía y beneficio diario de la compañía líder para ambos modelos de mercado.

Modelo de Mercado	Precio medio [UM/MWh]	Cuota de Mercado [%]	Energía Diaria [MWh]	Beneficio Diario [UM]
Competencia perfecta	25,39	71,64	42.967	336.538
Competencia imperfecta	28,13	59,46	35.659	435.945
Diferencia [%]	9,70	20,48	20,48	22,80

La Tabla 1 resume los valores de precio medio, cantidad de energía real servida por la compañía líder en relación con la demanda, la energía total suministrada y el beneficio diario tanto para el modelo de competencia perfecta como para el modelo de competencia imperfecta. Obsérvese cómo el incremento en el beneficio diario es de 22,80%, dicho de otra manera, el beneficio crece de 336.538,33 UM en el esquema de competencia perfecta hasta 435.945,65 UM, como resultado de la estrategia seleccionada por la compañía líder; esto significa que una reducción de 20,48% de la generación produce un incremento de 22,80% en los beneficios con un aumento del 9,70% en el precio de mercado de la energía. Este resultado muestra de forma clara que la compañía líder puede ejercer su poder de mercado retirando energía de sus ofertas de ventas según el modelo de oligopolio de Cournot, para obligar de esta forma que centrales con costos de producción más altos establezcan el precio de la energía.

Conclusiones

En este trabajo se ha analizado el potencial poder de mercado de una compañía líder en un mercado eléctrico de tipo oligopolio, donde dicha compañía líder fija sus niveles de producción con el objetivo de manipular los precios, de forma que éstos maximicen su beneficio diario. El poder de mercado se ha analizado por medio de la variación de los precios entre dos modelos distintos de mercados; un mercado de competencia perfecta donde ninguno de los participantes tiene la capacidad de influir sobre los precios y un mercado de competencia imperfecta, en el cual una de las compañías de generación tiene la capacidad suficiente para modificar los precios de la energía. Los resultados obtenidos permiten concluir que

la compañía ejerce su poder de mercado al retirar energía de sus ofertas de venta; esto tiene como objetivo provocar la entrada de centrales con costos de producción más altos en el proceso de subasta, las cuales pueden pertenecer a la propia compañía líder o a las compañías rivales, incrementando de esta forma el precio de la energía. En resumen, se trata de un juego de cantidades que sigue el modelo de Cournot, donde cada compañía es consciente que la decisión que tome su rival sobre la cantidad a producir impactará en el precio que ella enfrentará y en sus beneficios económicos. También se ha demostrado que a pesar de que la compañía reduce sus niveles de producción, ésta consigue incrementar sus beneficios como resultado de un incremento de los precios como producto de esta reducción de la producción.

Referencias Bibliográficas

1. P. Arocena, K. Kühn y P. Regibeau, "Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: A Missed Opportunity for Competition", *Energy Policy*, Vol. 27 (1999) 387-399.
2. OFFER, "Review of Electricity Trading Agreements: Background paper I. Electricity Trading Arrangements in England and Wales," Technical Report, Office of Electricity Regulation, Birmingham-U.K. (1998).
3. S. Borenstein, J. Bushnell y C. Knittel, "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", Technical Report PWR-059, University of California Energy Institute, Berkeley-CA, (1999), [Online] Disponible en: <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei>.
4. J.L. Martínez Ramos y A. Marulanda Guerra, "Computation of Competitive Market Equi-

- librium in Hydrothermal Power Systems with Cascaded Reservoirs” Proceeding of IEEE Bologna Powertech, Bologna-Italia (2003) 1-10.
5. J. Arroyo y A. Conejo, “Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 4 (2002) 1225-1230.
 6. A. Brooke, D. Kendrick y A. Meeraus, “GAMS: A User’s Guide: release 2.25”, The Scientific Press, San Francisco-USA (1992), [Online] Disponible en: <http://www.gams.com>.
 7. A. Brooke, D. Kendrick y A. Meeraus, “GAMS/Cplex 4.0 User Notes”, GAMS Development Corporation, Washignton-USA (1996) [Online] Disponible en: <http://www.gams.com>.
 8. A. Conejo, J. Contreras, J. Arroyo y S. D. La Torre, “Optimal Response of an Oligopolistic Generating Company to a Competitive Pool-Based Electric Power Market”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 2 (2002) 424-430.
 9. I. E. Grossmann, J. Viswanathan y A. Vecchiotti, DICOPT: A Discrete Continuous Optimización Package, Engineering Research Design Center, Carnegie Mellon University, Pittsburg-USA, [Online] Disponible en: <http://www.gams.com>
 10. T. J. Overbye y K. Patten, “Assessment of Strategic Market Power in Power Systems”, Proceeding of IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Vol. 1 (1999) 297-302.
 11. H. Singh, “IEEE Tutorial on Game Theory Applications in Electric Power Markets”, IEEE Power Engineering Society (1999).
 12. M. Pereira, N. Campodónico y R. Kelman, “Long-Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models”, Proceeding of EPSOM Conference, Zurich (1998) 191-197.

Recibido el 17 de octubre de 2005

En forma revisada el 26 de Noviembre de 2007