Optimum Electrical Energy Procurement in a Deregulated Market for a Repair and Conversion Shipyard

Marcos Toscano Bonilla[1], José Luis Martínez Ramos[2] y Manuel Burgos Payán[2]

[1] Navantia, S.L.
Carretera Industrial, s/n, 11007 Cádiz (España)
Tel.: +34 956 299423, fax: +34 956 299312, e-mail: **marcostb@marroc.jazztel.es**

[2] Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Superior de Ingenieros - Universidad de Sevilla
Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092 Sevilla (España)
Tel.: +34 95 4487285, fax: +34 95 4487285, e-mail: **jlmr@esi.us.es, mburgos@us.es**

Abstracts. The aim of this paper is to illustrate a procedure that allows a large consumer to set the optimum share of the different electricity sources under liberalized energy markets, in order to minimize its electricity bill. Electricity is supplied from the electric grid, involving both pool and bilateral contracts. Aditionally, the industrial consumer operates a self-production facility of limited size. Results from relistic case are presented to show the model capabilities.

Palabras clave. Gran consumidor, Contratación de electricidad, Análisis a medio plazo, Contratos bilaterales, Auto-producción.

1. Introducción

La liberalización de los mercados de la energía y, en particular, el de la energía eléctrica, ha traído consigo cambios significativos en la gestión del suministro de electricidad a los grandes consumidores. La reducción del precio pagado por los consumidores de energía eléctrica en grandes volúmenes es invariablemente la primera razón para su introducción en mercados de energía eléctrica más competitivos [1]. En nuestros días, han aparecido nuevas oportunidades de contratación soportadas por la liberalización de los mercados eléctricos. En este nuevo marco, es necesario disponer de una gestión óptima para sacar ventaja de dichas posibilidades y, por tanto, minimizar los costes de suministro de energía eléctrica. Como consecuencia de todo lo anterior, las compañías comercializadoras de energía eléctrica han entendido la necesidad de crear y proporcionar ofertas más sofisticadas capaces de optimizar el coste global de la energía contratada [2].

En términos generales, la contratación de energía eléctrica para un gran consumidor puede ser el resultado de conjugar tres tipos principales de suministro eléctrico, a saber, el mercado eléctrico, los contratos bilaterales y una instalación auto-generadora de energía eléctrica de tamaño limitado. El marco de contratos bilaterales podría considerarse lo suficientemente flexible como para permitir diversos acuerdos bilaterales de electricidad reales en el mismo periodo contractual. Sin embargo, la herramienta propuesta en este artículo permitirá indicar de forma óptima qué contrato bilateral, de entre los propuestos por los comercializadores a un gran consumidor, es el que hace mínimo el coste de su suministro eléctrico.

El gran consumidor industrial objeto de estudio en este artículo es un astillero dedicado a la reparación y transformación de barcos civiles y militares. Para este caso específico se ha considerado un horizonte de decisión a medio plazo que abarca desde una a varias semanas. La herramienta propuesta en este artículo, por tanto, facilitaría a un gran consumidor tomar decisiones previas a la firma de los contratos bilaterales, permitiendo en tal caso hacer un análisis de los riesgos en los que podría incurrir.

En cualquier caso, el marco de tiempo para la toma de decisiones para un gran consumidor abarca la duración del contrato más largo disponible, i.e., desde uno hasta varios meses. Aunque las decisiones quedan tomadas al inicio de este periodo de tiempo, estas pueden ser ajustadas ejecutando, nuevamente, el modelo vía el método de la ventana móvil mientras el tiempo transcurre.

Debe tenerse en cuenta que este artículo no propone el diseño de un contrato bilateral, sino el uso de aquellos que puedan estar ya firmados o bien están siendo analizados por el gran consumidor para su contratación.

No obstante, la estructura del modelo desarrollado es capaz de dar las herramientas necesarias para gestionar óptimamente la contratación del suministro eléctrico. Los artículos y trabajos en relación con la optimización de costes realizados hasta la fecha son muy numerosos

desde el punto de vista de las compañías productoras. Sin embargo, la literatura disponible desde el punto de vista de la demanda no es muy extensa. La diversificación de la energía eléctrica, generalmente, incrementa la fiabilidad y reduce los costes. En este contexto, la principal contribución de este artículo consiste en proporcionar una herramienta que permita a un gran consumidor ayudar a minimizar su factura de suministro de electricidad, incrementando el número de contribuciones al respecto.

La estructura del artículo está organizada de la siguiente manera. La Sección 2 describe, brevemente, las definiciones de la simbología usada, así como algunos aspectos del modelo desarrollado. La Sección 3 establece la formulación matemática del problema como un problema de programación no lineal mixto (MINLP). En la sección 4 se exponen y analizan los distintos resultados obtenidos. Finalmente, las principales conclusiones se muestran en la Sección 5.

2. Consideraciones previas y Nomenclatura

La lista de notaciones empleadas en este artículo consiste en lo siguiente:

Constantes:

C_b^{FX}	coste fijo del contrato b durante cualquier hora,
D_h	potencia media horaria total demandada por el consumidor en la hora h,
M_b	constante positiva, máxima energía diaria comprometida con el contrato bilateral b,
$P^{\max}, P^{\min}$	potencias medias horarias máxima y mínima del generador diesel,
k_{be}	constante de la función de penalizaciones relacionada con el contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e,
$x_{r,be}$	energía horaria consumida en el contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e correspondientes al bloque r de la función de penalizaciones,
$x_{be}^{\max}$	límite superior de la energía a comprar al contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e,
$\lambda_h^{P,\text{est}}$	estimación para el precio de mercado durante la hora h y
λ_{bh}^B	precio de compra/venta durante la hora h para el contrato bilateral b.

Variables:

Z	función objetivo igual al coste total de suministro de energía,
C_b^B	coste total por la compra de energía al contrato bilateral b,
C_h^G	coste de producción del generador diesel en la hora h,
C^P	valor esperado del coste total de compra al mercado,
C_{be}^R	penalizaciones asociadas al contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e,
C^S	valor esperado de los ingresos por la venta al mercado de la energía sobrante procedente del generador,
C^G	coste total de generación del grupo diesel,
C^B	coste total de compra de energía de los contratos bilaterales,
C^R	coste total por penalizaciones de los contratos bilaterales
E_{be}^B	energía horaria comprada al contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e,
P_{bh}^B	energía horaria igual a potencia media horaria comprada al contrato bilateral b durante la hora h,
P_h^C	energía horaria igual a potencia media horaria producida por el generador diesel en la hora h para autoconsumo,
P_h^G	energía horaria igual a potencia media horaria total producida por el generador diesel en la hora h,
P_h^P	energía horaria igual a potencia media horaria comprada al mercado durante la hora h,
P_h^S	energía horaria igual a potencia media horaria del generador diesel vendida al mercado durante la hora h,
v_h	variable binaria la cual es 1 si el generador diesel está funcionando durante la hora h e igual a 0 en caso contrario,
q_h	variable binaria la cual es 1 si la energía es comprada al mercado durante la hora h y 0 en caso de ser vendida,
α_b	variable binaria la cual es igual a 1 si el contrato b es elegido de entre los propuestos e igual a 0 en caso contrario,
w_{be}^a, w_{be}^b	variables binarias asociadas la contrato bilateral durante las horas del periodo tarifario e,
$x_{r,be}$	energía consumida del contrato bilateral b durante las horas del periodo tarifario e correspondiente al bloque r de la función de penalizaciones,
a_1, a_2, a_3	términos independientes, lineal y cuadrático de la expresión del coste horario del grupo diesel generador.

Conjuntos y números:

H	conjunto de índices de horas,
T	número de horas (cardinal de H),
Ξ	conjunto de índices de los contratos bilaterales,
Ω_{be}	conjunto de horas del periodo tarifario e para el contrato b y
$\Omega_b = \{\Omega_{be}\ \forall e\}$	conjunto de todas las horas para el contrato b.

De acuerdo a lo indicado más arriba y en orden a minimizar su factura eléctrica, un gran consumidor debería determinar (a) la cantidad de energía, dentro de los límites preestablecidos, a comprar por medio de contratos bilaterales, (b) la cantidad de energía comprada al mercado eléctrico y (c) la cantidad de energía a producir con su instalación auto-productora.

Así, la información principal necesaria para encauzar el problema incluye lo siguiente:

- Demanda horaria de electricidad en el horizonte de tiempo especificado.
- Precios horarios del mercado en el horizonte de tiempo especificado.
- Características de todos los contratos bilaterales en términos de bloques de energías y precios.
- Características técnicas y económicas de la instalación auto-generadora.

Para el caso estudiado, la instalación auto-generadora disponible consiste en un generador accionado por un motor diesel. La principal función de este generador es ser la fuente de alimentación de emergencia en caso de fallo del suministro eléctrico principal. De esta manera, el generador alimentaría a los servicios considerados esenciales en caso de fallo de la alimentación procedente de la red principal. Sin embargo, para minimizar el riesgo de un alto precio, bien en los contratos bilaterales, bien en el mercado, el consumidor podría usar este generador tanto para auto-consumo como para vender energía al mercado, en caso de ser ventajoso.

El artículo presenta dos tipos de contratos bilaterales concretos. El primer tipo contemplaría varios periodos a lo largo del horizonte contractual para los que se establecen, para cada uno de ellos, un precio, una potencia contratada, un volumen de energía comprometido. Las penalizaciones quedarían excluidas, si bien queda establecido un coste fijo en el horizonte contractual establecido. El segundo tipo de contrato establece un precio fijo para cualquier hora del periodo contractual considerado. Asimismo, contempla la posibilidad de incurrir en bonificaciones o penalizaciones en los casos en que se supere, o no, respectivamente, el compromiso de consumo establecido. Tratándose de dos contratos reales dentro de la legislación española vigente, los periodos contractuales son de un año para ambos contratos bilaterales.

Aunque la formulación que aquí se plantea permitiría abordar problemas con horizontes de tiempo de un año, el caso real objeto análisis se plantea para un día laborable típico. Esto no quita generalidad al problema que se pretende resolver y sin embargo, es suficiente para poner de manifiesto las posibilidades del algoritmo.

En relación con los precios del mercado para el horizonte de un día laborable típico, debe indicarse que su predicción se ha realizado en base a los precios medios históricos tomados del mercado eléctrico español [3].

3. Formulación Matemática

En esta sección se mostrarán los modelos desarrollados para describir el suministro de energía eléctrica desde los tres tipos de fuentes considerados en este artículo: contratos bilaterales, mercado eléctrico y generador diesel. La formulación siguiente es un modelo de programación no lineal mixto cuya solución podrá ser obtenida empleando algoritmos convencionales [4].

La función objetivo del problema es el coste total del suministro de energía eléctrica que debe abastecer al consumidor el cual se desea minimizar.

Las restricciones estarán relacionadas con la operación del generador, el balance de energía impuesto por la demanda eléctrica a satisfacer y los contratos de electricidad disponibles.

A. Función Objetivo

El coste total (Z) a minimizar se compone de los costes de operación del generador (C^G), de los correspondientes a la adquisición de energía vía contratos bilaterales (C^B) y sus penalizaciones (C^R), de los procedentes de la compra de energía al mercado (C^P), así como de las ventas de la energía sobrante al mercado (C^S).

$$Z = C^P - C^S + C^G + C^B + C^R \tag{1}$$

B. Contratos Bilaterales

Cualquier acuerdo de contrato bilateral especifica lo siguiente:

- El horizonte de tiempo contractual
- Los precios horarios de energía por periodos
- Compromisos de compra de energía y potencias contratadas por períodos
- Las penalizaciones/bonificaciones por consumos por debajo/encima de los límites establecidos

En general, el coste derivado de la compra a través de contratos bilaterales será la suma de cada uno de ellos.

$$C^B = \sum_{b \in \Xi} C_b^B \tag{2}$$

De forma análoga, en caso de que se incurriera en pérdidas el coste asociado sería

$$C^R = \sum_{b \in \Xi} C_b^R \tag{3}$$

El coste de cada contrato vendrá dado por la suma de un coste fijo y el coste asociado a la compra de energía en el período considerado

$$C_b^B = C_b^{FX} \alpha_b + \sum_{h=1}^{T} \lambda_{bh}^B P_{bh}^B \tag{4}$$

Los coste fijos se ven afectados por una variable entera de decisión (α_b) que permite imputar costes sólo en el caso de que un contrato fuera el firmado por el consumidor.

Por tanto, sólo uno de los dos contratos propuestos en este artículo puede ser elegido si la electricidad fuera consumida a través de contratos bilaterales, en caso contrario ningún contrato sería firmado

$$\sum_{b \in \Xi} \alpha_b \leq 1 \tag{5}$$

1) Contrato tipo 1: Seis periodos tarifarios: Este acuerdo bilateral establece seis conjuntos de horas a lo largo del horizonte de tiempo contractual de un año. Para el caso analizado en este artículo, dicho período es un día típico laborable. Cada conjunto se caracteriza por tener un precio de compra determinado, una potencia media horaria contratada, por encima de las cuales se entraría en penalizaciones y un compromiso de comprar un determinado porcentaje del volumen de energía comprometido en el periodo de tiempo considerado.

Por otra parte, la energía consumida en este contrato durante una hora perteneciente a cualquiera de los conjuntos de horas citados anteriormente puede ser expresado como sigue, de forma general

$$E_{be}^{B} = \sum_{h \in \Omega_{be}} P_{bh}^{B} = \sum_{r=1}^{2} x_{r,be} \quad \forall b \in \Xi, \forall e \in \Omega_b \tag{6}$$

donde $x_{r,be}$ son variables auxiliares reales introducidas que representan la energía consumida dentro de cada bloque r. El propósito de dividir la energía consumida en bloques acumulativos es el modelar las penalizaciones por sobre-consumo de potencia media horaria y, por tanto, poder computar los costes asociados. Véase Fig.1.

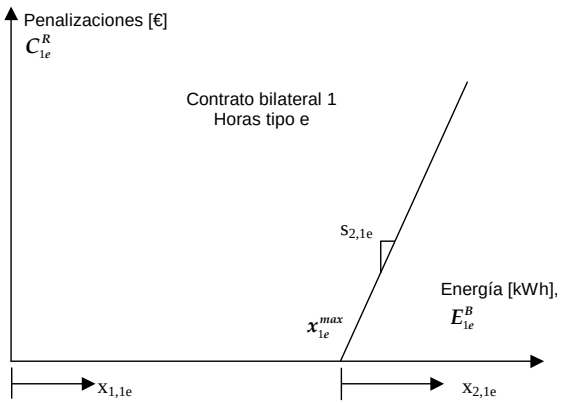

Fig.1. Penalizaciones por exceso de consumo. Descripción matemática.

En la Fig.1, la variable $x_{2,1e}$ representa el exceso de potencia respecto a la energía horaria máxima contratada para el conjunto de horas considerado, mientras que $x_{1,1e}$ representa el consumo sin incurrir en penalizaciones

$$w_{be}^{a}\left(x_{be}^{\max}\right) \leq x_{1,be} \leq w_{be}^{b}\left(x_{be}^{\max}\right) \tag{7}$$

$$0 \leq x_{2,be} \tag{8}$$

Las variables binarias definidas en la restricción (8) se usan para forzar la función de penalizaciones mostrada en la Fig.1. A continuación, se analizan los distintos pares de valores para dichas variables. Caso $w_{be}^{a} = w_{be}^{b} = 0$ implica $x_{1,be} = 0$ y $x_{2,be} = 0$, por tanto, no se ha habido compra alguna de energía. . Caso $w_{be}^{a} = 0$ y $w_{be}^{b} = 1$ implica $x_{1,be} = 0$ y $x_{2,be} = 0$, por tanto, la energía consumida no comporta penalizaciones. Finalmente, $w_{be}^{a} = 1$ y $w_{be}^{b} = 1$ implica $x_{1,be} = x_{be}^{\max}$ y, por tanto, la energía consumida sí comporta penalizaciones, ya que se ha alcanzado la potencia media horaria máxima contratada [5].

Por tanto, el coste por penalizaciones para este tipo de contrato sería como sigue

$$C_1^R = \sum_{e \in \Omega_e} k_{1e} \left[\sum_{h \in \Omega_{1e}} \left(x_{2,1e}\right)^2 \right]^{1/2} \tag{9}$$

Se debe señalara que la curva de penalizaciones mostrada en la Fig.1 pretende, tan sólo poner de manifiesto la posibilidad describir matemáticamente este coste. Por simplicidad y, para fijar ideas, se ha escogido una curva de pendiente constante para el bloque de penalizaciones. Sin embargo, la ecuación (9) recoge el verdadero coste de penalizaciones descrito en el contrato estudiado más adelante.

2) Contrato tipo 2: Precio fijo anual más bonificaciones/penalizaciones: Este acuerdo bilateral establece un único precio para cualquier hora de un día típico. Aquí queda establecido un único período que abarca todo el horizonte contractual.

En este caso, el acuerdo entre consumidor y comercializador establecería bonificaciones o penalizaciones, en función de la cantidad de energía horaria consumida respecto a la comprometida para el periodo tarifario

$$C_2^R = k_{2e} \left[\alpha_2 M_2 - \sum_{h \in \Omega_{2e}} P_{2h}^{B} \right] \tag{10}$$

C. Compra y venta vía el mercado

El coste derivado de la compra de energía en el mercado se computa como sigue

$$C^P = \sum_{h=1}^{T} \lambda_h^{\mathrm{P,est}} P_h^P \tag{11}$$

La predicción de los precios del mercado puede ser llevada a cabo, entre otros, mediante algoritmos de series temporales y técnicas de inteligencia artificial o minería de datos [8,9,10]. Sin embargo, en el caso expuesto en este estudio se ha realizado un estudio de los precios medios históricos del mercado español para un día típico como el elegido.

Análogamente, se pueden formular los ingresos procedentes de la venta de energía sobrante suministrada por el generador

$$C^S = \sum_{h=1}^{T} \lambda_h^{\mathrm{P,\,est}} P_h^S \qquad (12)$$

D. Generador diesel

La instalación disponible para limitar los riesgos de los eventuales altos precios, tanto del mercado como del contrato elegido es un generador diesel. La producción de energía se emplearía, de una parte, para el consumo propio, haciendo frente a la demanda del gran consumidor en cada hora. Por otra parte, la energía excedente, es vendida al mercado al precio correspondiente.

La curva de costes horarios del generador diesel empleada en el modelo es como sigue

$$C_h^G = v_h a_1 + a_2 P_h^G + a_3 \left(P_h^G\right)^2 \qquad (13)$$

La ecuación (12) se basa en un ajuste polinomial sobre datos reales tomados de ensayos llevados a cabo en fábrica. Véase Fig.2.

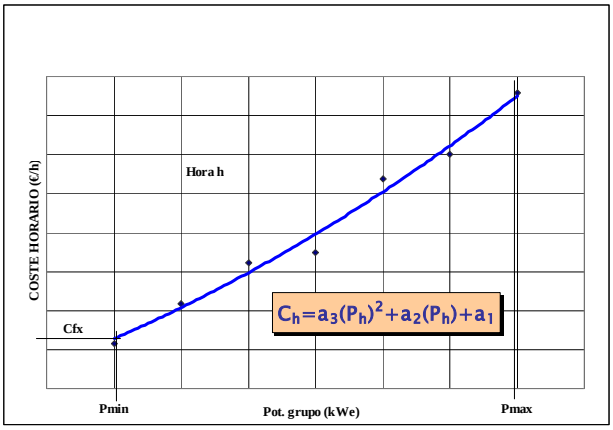

Fig.2. Coste total de producción del generador usando un ajuste polinomial.

Además de las consideraciones económicas, la operación del generador implica igualmente la formulación de restricciones de tipo técnico. La potencia del grupo deberá estar de acuerdo con

$$v_h P^{\min} \le P_h^G \le v_h P^{\max} \quad \forall h \in H \qquad (14)$$

La variable entera es usada aquí para reforzar esta restricción sólo en el caso de que el grupo esté en marcha.

Cualquier otra parametrización del grupo auto-productor puede ser válida en este modelo [6,7].

E. Balance eléctrico

El balance eléctrico para cada hora establece

$$P_h^P + \sum_{b \in \Xi} P_{bh}^B + P_h^C = D_h \quad \forall h \in H \qquad (15)$$

Se debe resaltar que la demanda no se considera conocida para el período futuro considerado. Por tanto, el problema así planteado no es determinista. Sin embargo, un gran consumidor, afortunadamente, tiene un buen conocimiento del comportamiento de su propia demanda. De aquí, que la demanda sea considerada este artículo como un dato de entrada a la herramienta desarrollada.

De acuerdo a lo indicado más arriba para el generador diesel, la energía horaria producida sólo podrá emplearse en abastecer los consumos propios o será vendida al mercado.

$$P_h^G = P_h^S + P_h^C \quad \forall h \in H \qquad (16)$$

En orden a impedir, para una misma hora, una compra y venta al mismo precio del mercado, lo cual no reportaría beneficio alguno, la siguiente restricción puede ser introducida

$$P_h^P \le q_h D_h \quad \forall h \in H \qquad (17)$$

$$P_h^S \le \left(1 - q_h\right) P^{\max} \quad \forall h \in H \qquad (18)$$

Debe tenerse en cuenta que en el modelo no se han contemplado costes por transacciones.

4. Problema Numérico

La última parte de este artículo analizará los resultados de un caso real. Los datos probados pertenecen a un astillero de reparaciones de buques civiles y militares situado en el sur de España. La factoría dispone de un generador de emergencia de 1000 kW con el que puede autoabastecerse en caso de que comprar en el mercado o a través de los contratos bilaterales no sea rentable.

Como caso práctico se ha elegido un día típico laborable de agosto de 2004. Durante la hora veinticuatro se produjo un pico en el consumo de 2208 kWh. La Tabla I recoge un resumen de los datos numéricos del problema resuelto.

Cabe destacar de los resultados numéricos de la Tabla I el balance eléctrico de las fuentes de suministro usadas por el gran consumidor. Se puede observar que la solución

óptima contiene importantes porcentajes de compras al mercado y al contrato bilateral. De esta forma, se pone de manifiesto que un gran consumidor no depende de una única fuente de energía. Otra consecuencia de la oferta variada de fuentes de energía de la que dispone un consumidor industrial es el bajo coste por penalizaciones. En concreto, en el ejemplo el coste por penalizaciones es nulo.

En caso de que el generador no estuviera disponible el coste neto incurrido para abastecer a la demanda se vería incrementado en un 3,3%. Por tanto, para un gran consumidor tener una instalación auto-productora como es un generador diesel en funcionamiento supone tener un cerco con el que controlar las variaciones del mercado.

TABLA I.
Resultados numéricos para un día laborable típico.

Gen.	Total energía generada	8867,2	kWh
	Porcentaje auto-consumo	10,28	%
	Porcentaje vendido	89,72	%
Demand	Demanda alimentada	28444	kWh
	Porcentaje producido y auto-consumido	3,20	%
	Porcentaje comprado del mercado	64,92	%
	Porcentaje comprado del contrato bilateral	31,88	%
Costes	Costes generación	346,	€
	Compra del mercado	475,3	€
	Compra del contrato	368,2	€
	Penalizaciones	0,0	€
	Coste total	1189,8	€
	Coste neto	851,1	€
	Ingresos del mercado	338,7	€
	Coste neto sin generador	879,1	€
	Coste neto sin generador y contrato	896,2	€

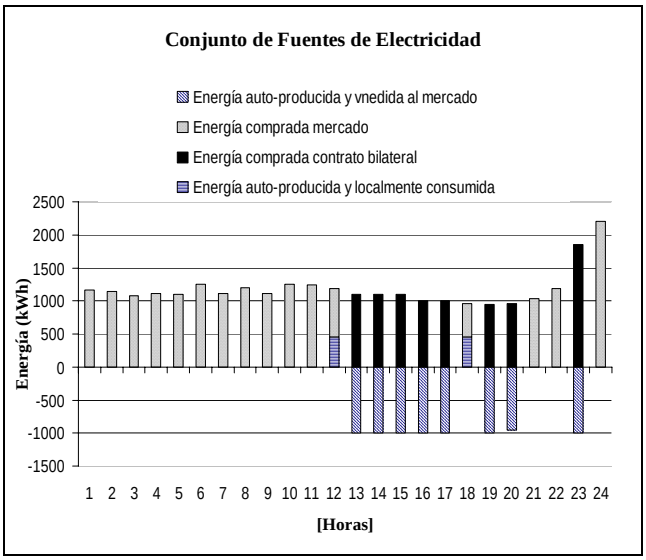

Fig.3. Distribución de energías para un día laborable típico.

Si sólo la compra mediante el mercado hiciera frente a la demanda del consumidor, el aumento del coste en el que se incurriría sería del 5,3%.

De la Fig.3 se desprende que para las horas 1-11, 21-22 y 24 el consumidor está comprando toda la energía en el mercado debido a que los precios son mucho menores que los establecidos en los contratos propuestos. Por otro lado, como consecuencia de unos precios de mercado altos, durante las horas 12 y 18, el generador empieza a producir energía la cual junto con la energía comprada al mercado consigue cubrir la demanda.

Durante las restantes horas, se produce una fuerte subida de los precios del mercado. Esto hace posible que sea rentable operar el generador a plena carga para vender toda la energía en el mercado a un precio elevado, repercutiendo positivamente en el coste total. Para cubrir la demanda a satisfacer, la herramienta presentada propone una compra de energía mediante el contrato bilateral tipo 1.

De entre los dos tipos de contrato propuestos y para este horizonte de tiempo elegido, el contrato tipo 1 es el que mejor optimiza los costes totales.

Para un mayor número de horas que las contenidas en el ejemplo expuesto, la solución óptima encuentra que el precio marginal de suministro de energía es igual al precio de mercado. Esto significa que los costes de abastecimiento de energía desde los contratos (incluidas penalizaciones) y los del mercado son iguales.

5. Conclusiones

Este artículo presenta un modelo MINLP para la optimización a medio plazo de la operación de un sistema de suministro de energía eléctrica. Igualmente quedan optimizadas las políticas de contratación relacionadas con la compra/venta de energía de un consumidor industrial bajo un mercado liberalizado. Los contratos son formalizados al comienzo del horizonte de tiempo del problema. Los costes de energía globales a minimizar incluyen los costes de operación y mantenimiento.

Además, de ser interesante para un consumidor industrial, el modelo propuesto puede proporcionar una herramienta a tener en cuenta por los comercializadores, ya que les permitiría evaluar las necesidades de cada consumidor, ofreciéndoles soluciones ajustadas a su medida. La formulación presentada permite modelar diversos contratos bilaterales reales.

Un caso real ha sido implementado y analizado al objeto de validar el modelo presentado. El problema ha sido formulado mediante un modelo no lineal mixto cuya solución ha sido resoltada usando CPLEX 2.50C bajo el Sistema de Modelado Algebraico General (GAMS) sobre un procesador Intel Pentium (1,5 GHz) con 30 MB de RAM.

Los trabajos futuros se centran en la inclusión en la formulación de la incertidumbre de los precios de la electricidad. La gestión de este riesgo tendrá que ser tomado en consideración dentro de las políticas de decisión, incluyendo los contratos con incertidumbre.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento por la financiación recibida al Ministerio de Educación y Ciencia del Estado Español, proyectos DPI2001-2612, DPI2002-04416-C04-04 y ENE2004-03342.

Referencias

[1] D. S. Kirschen, “Demand-side view of electricity markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 520-527, May 2003.

[2] C. Lewiner, “Business and technology in the global utility industries”, *IEEE Power Eng. Rev.*, pp. 7-9, ec. 2001.

[3] Mercado de Electricidad de España, OMEL, disponible en la red: http://www.omel.es.

[4] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, y R. Raman. "GAMS: A User’s Guide", GAMS Development Corporation, 1998.

[5] Antonio J. Conejo, J. Jaime Fernández-González y Natalia Alguacil, “Energy Procurement for Large Consumers in Electricity Markets”.

[6] J.M. Arroyo y A.J. Conejo. "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market". *IEEE Transactions on Power Systems.* Vol. 15, No. 3, pp. 1098-1104. Agust 2000.

[7] A.J. Conejo, F.J. Nogales y J.M. Arroyo. "Price-Taker Bidding Strategy under Price Uncertainty", IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 17, No. 4, pp. 1081-1088, November 2002.

[8] F.J. Nogales, J. Contreras, A.J. Conejo, “Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models”, Transactions on Power Systems. Vol. 17, No. 2, pp. 342-348, May 2003.

[9] A. Troncoso, J. Riquelme, J. Riquelme, J.L. Martínez, A. Gómez. “Electricity Market Price Forecasting: Neural Networks Versus Weighted-Distance k-Nearest Neighbours”. 13-th Int. Conf. on Data Base and Expert System Applications (DEXA'02). Aix-en-Provence, Francia. Septiembre de 2002.

[10] A. Troncoso, J. Riquelme, A. Gómez, J. L. Martínez, A. Marulanda. “Influence of ANN-Based Market Price Forecasting Uncertainty on Optimal Bidding”. Power Systems Computation Conference (PSCC'02). Sevilla, España. Junio de 2002.