

Gestión hidráulica a medio plazo en un entorno competitivo

Efraim Centeno Hernández⁽¹⁾, Julián Barquín Gil⁽¹⁾, Eugenio Malillos Torán⁽¹⁾,
Jaime Román Úbeda⁽²⁾

⁽¹⁾Universidad Pontificia Comillas
c/ Alberto Aguilera, 23
28015 – Madrid ESPAÑA
Tel: +34 91 542 28 00 Fax: +34 91 542 31 76
e-mail:Efraim.Centeno@iit.upco.es

⁽²⁾Subdirección de Mercado Eléctrico
GRUPO ENDESA
c/ Príncipe de Vergara, 187
28002 – Madrid ESPAÑA
Tel: +34 91 566 88 00

Resumen

Se presenta un modelo para representar la explotación hidráulica de un sistema eléctrico a medio plazo en un entorno competitivo. La explotación se realiza con el objetivo de maximizar el margen de contribución anual de la empresa que realiza el estudio. Para ello se representa el sistema en dos niveles, uno semanal y otro anual. El modelo semanal calcula el margen de contribución en función de la energía hidráulica total producida por la empresa en cada semana. Este resultado es utilizado por el modelo anual para obtener la explotación que maximiza esta variable.

Palabras clave: coordinación hidrotérmica, gestión de sistemas en competencia, mercados eléctricos.

1 Introducción

Los modelos tradicionales de explotación de los Sistemas de Energía Eléctrica se caracterizan por representar la gestión de los mismos durante un determinado periodo de tiempo reflejando mediante restricciones todas las características técnicas del sistema. En estos modelos, se pretende minimizar el coste total de la explotación desde una óptica de gestión centralizada [1]. La implantación progresiva de esquemas competitivos para el despacho de las unidades [2], lleva a utilizar modelos distintos que también representan las restricciones de explotación pero en los que se trata de maximizar el beneficio desde el punto de vista de la empresa que toma las decisiones [3].

Este enfoque lleva a decisiones distintas y además hace necesario replantear el concepto de valor del agua que se manejaba tradicionalmente. El valor del agua pasa a ser no una disminución de coste sino un incremento de beneficio. La representación del mercado es más complicada que la representación de la explotación centralizada debido a que no se trata de un problema de optimización sino de un equilibrio de mercado [4]. En teoría se obtiene el mismo resultado en ambos casos si se supone un funcionamiento del mercado perfecto, lo cual puede no ocurrir en la práctica.

El presente artículo describe el modelo VALORE desarrollado por el GRUPO ENDESA cuyos objetivos principales son: representar el mercado eléctrico a medio plazo, maximizar el margen de contribución de la empresa que hace el estudio, determinar la gestión óptima de las reservas hidráulicas y calcular el valor del agua.

2 Estructura del modelo

El modelo está constituido por dos módulos. El primero es el encargado de la explotación semanal, que calcula una función que establece la relación existente entre el margen de contribución (beneficio) obtenido y la energía hidráulica producida por la empresa que hace el estudio, en cada semana. El segundo, que determina la explotación anual, lo optimiza a partir de las curvas de margen de contribución a lo largo de un año.

Hay que señalar que no se trata de una descomposición iterativa sino que una sola ejecución de cada módulo lleva a la solución. El problema no se adapta a una estructura de programación lineal o programación dinámica puesto que las curvas obtenidas por el modelo semanal no son ni lineales ni convexas. Un enfoque basado en programación dinámica combinada con teoría de juegos para solucionar el mismo problema puede verse en [5] y [6]. El equilibrio de mercado puede representarse también mediante restricciones adicionales [7]. Otros enfoques alternativos maximizan el beneficio pero no representan el equilibrio de mercado [8].

3 Representación del sistema

3.1 Subíndices

j	Grupo térmico.
h	Grupo hidráulico de potencia regulable.
hn	Grupo hidráulico de potencia regulable de la empresa que hace el estudio.
hc	Grupo hidráulico de potencia regulable de la competencia.
p	Periodo de explotación anual. (Semana)
k	Periodo de explotación semanal. (Hora)
t	Tramo de la curva de margen de contribución.

3.2 Subsistema térmico

El subsistema térmico sólo se representa en el módulo de explotación semanal.

α_j	Coste de funcionamiento en vacío del grupo j .
β_j	Coste de arranque del grupo j .
χ_j	Coste de parada del grupo j .
δ_j	Coste variable de producción del grupo j .
$\overline{P}_j, \underline{P}_j$	Potencias máxima y mínima de programación del grupo j .
r_j, s_j	Rampas de bajada y subida del grupo j .

3.3 Subsistema hidráulico

El equipo hidráulico está representado como un conjunto grupos hidráulicos regulables, que se consideran además unidades de oferta hidráulica. Cada grupo hidráulico tiene asociado un embalse cuyas reservas se expresan en energía. La potencia máxima que se puede producir en cada grupo hidráulico es función lineal de las reservas del sistema. La potencia fluyente para cada semana se supone conocida y repartida uniformemente en todas las horas de la semana.

Los parámetros que caracterizan cada grupo hidráulico h son los siguientes:

$\overline{P}_h, \underline{P}_h$	Potencias máxima y mínima de programación del grupo h .
\overline{b}_h	Potencia máxima de bombeo.
ρ_h	Rendimiento del ciclo turbinación-bombeo.
w	Precio de oferta del agua.
f_k	Potencia fluyente en la hora k .
E	Energía total producida por la competencia. Se supone conocida.

Parámetros del módulo anual:

U_h, V_h	Términos constante y lineal de la relación potencia-reserva.
$\overline{R}_h, \underline{R}_h$	Reservas máxima y mínima.
E_{ν_h}	Conjunto de grupos hidráulicos que están inmediatamente por encima.
β_h	Rendimiento de aportaciones al grupo hidráulico inferior.
A_{ph}	Aportaciones modulables por grupo hidráulico y periodo en energía.
r_{0h}	Reservas de un subsistema hidráulico al inicio del primer periodo.
w_{tp}	Precio de oferta del agua en el tramo t en el periodo p .
f_{kp}	Potencia fluyente en la hora k y en el periodo p .
E_p	Energía total producida por la competencia en el periodo p .

3.4 Demanda

d_k Demanda en la hora k .

En el módulo anual:

d_{kp}	Demanda en la hora k y en el periodo p .
l_p	Duración del periodo p .

4 Explotación semanal

El módulo de explotación semanal determina la relación entre el margen de contribución y la energía hidráulica producida por la empresa que hace el estudio en cada semana. El cálculo para cada semana se hace de forma independiente.

Para cada semana p y para cada valor del agua considerado t , se utiliza un modelo de asignación de unidades clásico basado en programación entera mixta, semejante al descrito en [9], para calcular la explotación de forma centralizada y minimizando costes. Se considera la demanda determinista y conocida (se utiliza la mejor estimación de la que se disponga), suponiendo además conocidas la producción fluyente y la producción hidráulica de la competencia.

Se representa la explotación semanal con un periodo de una hora incluyendo: restricciones de cobertura de demanda, mínimos técnicos, y rampas de subida y bajada. En este módulo, las unidades térmicas propias y las de la competencia se representan con sus costes reales estimados, por lo tanto se está considerando que ofertan a sus costes reales.

4.1 Variables de decisión

t_{jk}	Potencia térmica del grupo j en la hora k .
y_{jk}	Decisión de arranque del grupo j en la hora k . (Variable entera 0-1.)
z_{jk}	Decisión de parada del grupo j en la hora k . (Variable entera 0-1.)
u_{jk}	Estado arrancado o parado del grupo j en la hora k . (Variable entera 0-1.)
v_{jk}	Estado acoplado o en vacío del grupo j en la hora k . (Variable entera 0-1.)
p_{jk}	Potencia acoplada por encima del mínimo técnico del grupo j en la hora k .
h_{hk}	Potencia hidráulica del grupo h en la hora k .

b_{hk} Potencia bombeada por el grupo h en la hora k .

4.2 Restricciones en la explotación semanal

La explotación semanal está sujeta a las siguientes restricciones:

Potencia acoplada.

$$t_{jk} = \underline{P}_j v_{jk} + p_{jk} \quad \forall j, k \quad (1)$$

Cota de potencia por encima del mínimo técnico.

$$p_{jk} \leq (\bar{P}_j - \underline{P}_j) v_{jk} \quad \forall j, k \quad (2)$$

Balance de potencia.

$$\sum_j t_{jk} + \sum_h h_{hk} + f_k = d_k + \sum_h b_{hk} \quad \forall k \quad (3)$$

Coherencia arranque-acoplamiento-parada.

$$y_{jk} - z_{jk} - v_{jk} = -v_{j,k-1} \quad \forall j, k \quad (4)$$

Igualdad del arranque y del acoplamiento.

$$u_k = v_{jk} \quad \forall j, k \quad (5)$$

Rampas de subida y bajada de carga.

$$-r_j \leq p_{jk} - p_{j,k-1} \leq s_{jk} \quad \forall j, k \quad (6)$$

Balance de energía de la competencia.

$$\sum_{k,hc} h_{hc,k} - \rho_{hc} b_{hc,k} \leq E \quad \forall j, k \quad (7)$$

Además se incluyen en el modelo las cotas máximas y mínimas de las variables de decisión.

4.3 Función Objetivo

La función objetivo que se minimiza representa los costes totales de explotación del sistema C .

$$C = \min \left[\sum_{jk} (\beta_j y_{jk} + \alpha_j u_{jk} + \delta_j \underline{P}_j v_{jk} + \delta_j p_{jk} + \chi_j z_{jk}) + w_t \sum_{hn,k} (h_{hn,k} - \rho_{hn} b_{hn,k}) \right] \quad (8)$$

Podemos considerar los costes como una función de algunos datos de entrada relevantes:

$$C = F(f_k, E, d_k, w) \quad (9)$$

4.4 Utilización del módulo semanal

El módulo de explotación semanal se utiliza para obtener el margen de contribución (beneficio) obtenido por la empresa que realiza el estudio en función de la energía hidráulica que produce en la semana. Este es el resultado que utiliza el módulo anual. Para calcular estas funciones se ejecuta repetidamente el módulo para cada semana p para los valores correspondientes de las variables potencia fluyente, energía hidráulica producida por la competencia y demanda. Dentro de cada periodo se ejecuta para distintos valores de oferta del agua de forma que se calculan así distintos tramos t de la función.

$$C_{pt} = F(f_{kp}, E_p, d_{kp}, w_t) \quad (10)$$

Para cada punto de explotación centralizada, se calcula el margen de contribución para cada periodo semanal p y para cada valor de oferta del agua t según la expresión:

$$MCY_{pt} = I_{pt} + \sum_k (P_{kpt} * \lambda_{kpt} - c_{kpt}) \quad (11)$$

Donde:

MCY_{pt} Margen de contribución en el periodo p y tramo t .

I_{pt} Ingresos por contratos en el periodo p y tramo t . Estos ingresos incluyen contratos a largo plazo o, en el caso español, costes de transición a la competencia, que deben ser determinados en función de los resultados semanales de explotación.

P_{kpt} Producción de la empresa en la hora k , periodo p y tramo t . Se calcula como la suma de las producciones correspondiente a los grupos de la empresa que realiza el estudio.

λ_{kpt} Precio marginal del sistema en la hora k , periodo p y tramo t . Se estima considerándolo igual al coste marginal de explotación.

c_{kpt} Costes de explotación para la empresa que hace el estudio en la hora k periodo p y tramo t . Las funciones de margen de contribución quedan definidas para cada periodo p por un conjunto de t puntos: (MCX_{pt}, MCY_{pt}) . MCX_{pt} representa la energía hidráulica neta producida por la empresa:

$$MCX_{pt} = \sum_{k,hn} h_{hn,k} - \rho_{hn} b_{hn,k} \quad (12)$$

5 Explotación anual

El módulo anual maximiza el margen de contribución total para la empresa que hace el estudio. Tiene en cuenta las restricciones de explotación hidráulica: balance de energía en cada cuenca y límites de explotación hidráulica en potencia y energía. Reparte en los distintos periodos la energía anual disponible, la cual se considera de forma determinista. Las distintas cuencas se han representado mediante un coeficiente energético medio anual que permite determinar la energía disponible en cada cuenca a partir del dato de caudal de aportaciones.

Las funciones de margen de contribución se representan mediante tramos debido a que la forma de estas funciones (no lineales y no convexas) obliga a utilizar variables enteras en el modelo para señalar qué tramo de la función está activo.

5.1 Variables de decisión

A continuación se enumeran las variables que el modelo determina para que la función objetivo alcance su valor óptimo.

e_{ph} Energía producida por grupo hidráulico y periodo.

ph_{ph} Potencia hidráulica neta media por grupo hidráulico y periodo (incluye el bombeo).

ve_{ph} Energía vertida por grupo hidráulico y periodo.

r_{ph} Reservas por periodo y grupo hidráulico (en energía).

mc_p Margen de contribución obtenido por periodo.

Funciones de margen de contribución (no lineales y no convexas):

φ_{pt} Variable de actividad de los tramos de la función objetivo (variable entera). Vale uno desde el primer tramo activo al último y cero en el resto.

α_{pt} Variable de llenado de un tramo de la función de margen de contribución. Indica qué

porcentaje del primer tramo activo está lleno.

5.2 Restricciones en la explotación anual

Energía total producida en cada grupo hidráulico.

$$e_{ph} = d_p * ph_{ph} \quad \forall p, h \quad (13)$$

Valor de la energía total producida por la competencia.

$$\sum_{hc} e_{p,hc} = E_p \quad \forall p \quad (14)$$

Potencia máxima dependiente de la energía almacenada:

$$ph_{ph} \leq U_h + V_h * r_{p-1,h} \quad \forall p, h \quad (15)$$

Balance hidráulico. Incluye aportaciones, bombeo y aportaciones más vertidos de grupos superiores:

$$r_{ph} - r_{p-1h} = -l_p * ph_{ph} + A_{ph} + l_p * \beta_h * \sum_{h' \in EVh} ph_{ph'} + \beta_h * \sum_{h' \in EVh} ve_{ph'} - ve_{ph} \quad \forall p, h \quad (16)$$

El nivel final de los embalses es igual al nivel inicial en el año. Si p^* es el último periodo:

$$r_{p^*h} = r_{0h} \quad \forall h \quad (17)$$

Definición del valor del margen de contribución. Se utilizan las variables de actividad y llenado.

La variable de actividad es creciente.

$$\varphi_{p(t+1)} \geq \varphi_{pt} \quad \forall p, t \quad (18)$$

Las variables de llenado son menores que la diferencia entre tramos sucesivos. Dicho de otro modo, sólo el tramo en el que se pasa de inactivo a activo puede estar lleno.

$$\alpha_{pt} \leq \varphi_{pt} - \varphi_{p(t-1)} \quad \forall p, t \quad (19)$$

Las variables de llenado deben marcar el valor de la variable energía total de la empresa.

$$\sum_{hn} e_{p,hn} = \sum_t [MCX_{pt} (\varphi_{pt} - \varphi_{p,t-1})] + \sum_t [\alpha_{pt} (MCX_{p,t-1} - MCX_{pt})] \quad \forall p \quad (20)$$

El valor de la energía total producida por la empresa depende de en qué tramo estamos (aquel en que la variable de actividad es 1) y cuánto de lleno está este tramo. A partir de todo lo anterior se puede definir el margen de contribución a tramos. Sólo estará activo aquel en que se encuentre el total de energía producido por la empresa.

$$mc_p \leq MCY_{pt} + \frac{MCY_{p,t+1} - MCY_{pt}}{MCX_{p,t+1} - MCX_{pt}} \left(\sum_{hn} e_{p,hn} - MCX_{pt} \right) + T * (1 - (\varphi_{pt} - \varphi_{p(t-1)})) \quad \forall p, t \quad (21)$$

T Es una cota superior del margen de contribución en cualquier periodo.

5.3 Función objetivo

La función objetivo representa el valor total a lo largo del alcance del estudio del margen de contribución MC para la empresa. Esta función se debe maximizar.

$$MC = \sum_p mc_p \quad (22)$$

5.4 Calculo del valor del agua

Una vez resuelto el módulo anual, el valor del agua en cada grupo hidráulico, viene representado por la variable dual de la restricción de balance hidráulico.

6 Caso estudio

Se presenta un caso estudio en el que se ha aplicado el modelo al sistema peninsular español. Se han considerado 89 grupos térmicos, 29 grupos hidráulicos, correspondientes a las actuales unidades de oferta, de los cuales 36 térmicos y 10 hidráulicos pertenecen a la empresa que realiza el estudio. El estudio se ha extendido a 52 semanas considerando 168 horas de explotación en cada una. Se han calculado 7 tramos para cada función de margen de contribución.

Se comparan los resultados del modelo VALORE con los obtenidos mediante un modelo clásico de minimización de costes sujeto a las mismas restricciones técnicas de explotación semanal y anual.

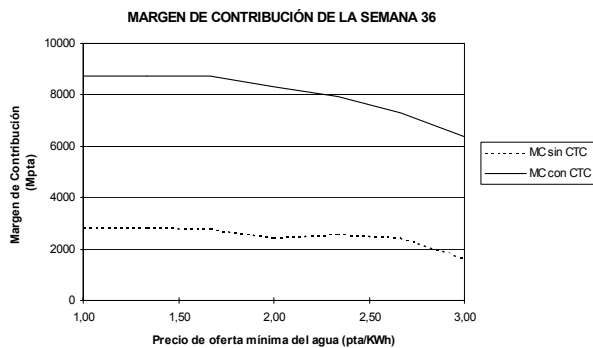


Fig. 1. Margen de contribución frente a energía hidráulica producida por la empresa.

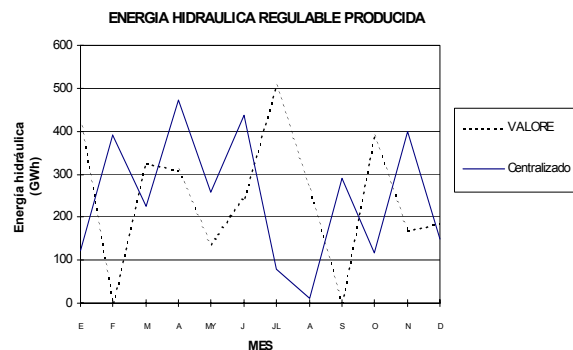


Fig. 2. Energía hidráulica mensual producida en comparación con un modelo centralizado.

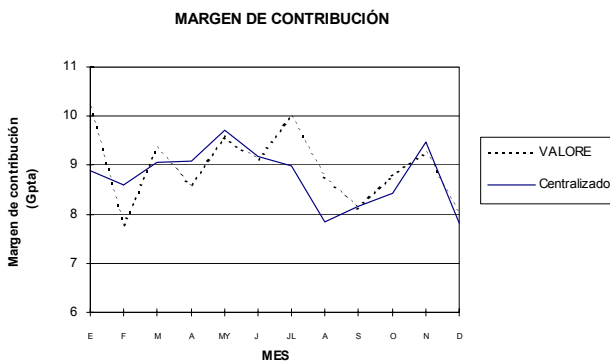


Fig. 3 Margen de contribución mensual obtenido en comparación con un modelo centralizado.

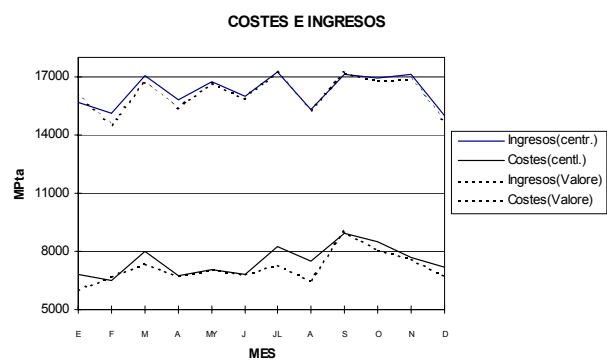


Fig. 4 Ingresos y costes obtenidos en comparación con un modelo centralizado.

En la Fig. 1 se presenta una de estas funciones en dos versiones distintas, considerando el término I de la ecuación (11) igual a cero o dándole un valor que estime los Costes de Transición a la Competencia (CTC). Se puede observar el carácter no lineal y no convexo de estas curvas, aunque al añadir el término I se observa que la función es más uniforme en su variación, lo que facilita la optimización. En los siguientes resultados se considera $I=0$.

En la Fig. 2 se presenta la energía hidráulica producida mensualmente por la empresa. Aparece una distinta distribución de la energía que con el modelo centralizado. Se observa que se aumenta la

producción en los meses de verano. En la Fig. 3 se presenta el margen de contribución obtenido por la empresa calculado con ambos modelos. El margen de contribución obtenido con VALORE es superior al del modelo centralizado, en particular en los meses de verano. Esta diferencia de margen de contribución se explica por la reducción en los costes de la empresa como se observa en la Fig. 4. Hay que tener en cuenta que se considera el precio marginal del sistema igual al coste marginal de producción por lo que no se produce una gran diferencia de ingresos en los dos modelos.

7 Conclusiones

Se ha presentado un modelo que representa la explotación hidráulica a medio plazo desde el punto de vista de una empresa que trata de maximizar su margen de contribución anual. Se ha comprobado cómo la utilización del agua a lo largo del año es distinta que en la explotación obtenida por un modelo centralizado. Esta distinta explotación implica un distinto concepto de valor del agua. En el modelo presentado el valor del agua para la empresa que realiza el estudio es el incremento de su margen de contribución al aumentar en una unidad la energía disponible en una de sus cuencas. Este valor se obtiene a partir de la variable dual de la restricción de balance de energía del modelo anual.

El margen de contribución representado permite incluir contratos a largo plazo y costes de transición a la competencia en el caso del sistema español. El hecho de que las ofertas se consideren a costes reales en el modelo semanal hace el modelo más indicado para valorar sensibilidades que para estimar valores absolutos de las variables.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento al personal del GRUPO ENDESA que ha colaborado en distintos aspectos del desarrollo del modelo y en especial a Monserrat Arteseros, Miguel Angel Rodríguez y Jordi Torne.

REFERENCIAS

- [1] A.J. Wood and B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", John Wiley & Sons, Inc. 1984.
- [2] Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad SA, "Reglas de Operación del Mercado Eléctrico de Producción de Electricidad".<http://www.mercaelectrico.comel.es/reglasvii.pdt>
- [3] E.P. Kahn, "New Analysis Techniques", The Electricity Journal. Julio 1998. Vol 11, No. 6.
- [4] A.F. Daughety, "Cournot Oligopoly", Cambridge University Press, 1988.
- [5] T.J. Scott. "Hydro Reservoir Management for an Electricity Market with Long-term Contracts", PhD thesis, Universty of Canterbury, Department of Management, 1996.
- [6] T.J. Scott, E.G. Read "Hydro Generator Gaming in a Deregulated Electricity Market".
- [7] J. Bushnell, "Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Competition in the Western US", POWER Conference on Electricity Restructuring, University of California, Energy Institue, 1998.
- [8] Z. Yu, F.T. Sparrow, B.H. Bowen, "A New Long-Term Hydro Production Scheduling Method for Maximizing the Profit of Hydroelectric Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Febrero 1998.
- [9] A. Conejo, J. Román Úbeda, J. Medina, "Coordinación Hidráulico Térmica a corto plazo mediante Descomposición en Subsistemas", III jornadas Hipano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Barcelona, 1993.