

Optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración para su inclusión en el mercado liberalizado de electricidad

J.M^a Maza Ortega¹, J. Jiménez Calle¹, J.L. Martínez Ramos¹, Enrique Mora García²

¹ Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla

Escuela Superior de Ingenieros, Camino de los Descubrimientos s/n, 41092 Sevilla (España)
Tel.:+34 954487285, fax:+34 954487285, e-mail: jmmaza@us.es, justojimenezcalle@hotmail.com, jlmr@esi.us.es

² Linasa Cogeneración y Asociados, S.L.

Polígono Industrial San Jorge, C/ Mula, Km. 1,1, 30565 Las Torres de Cotillas, Murcia (España)
emora@linasaenergia.com

Abstracts. The aim of this paper is to illustrate the operation of a real cogeneration plant including a complete description of the thermal and electrical demands. Once the plant is described, the simulation of a benchmark day is carried out taking into account two Spanish regulatory scenarios: the Royal Decrees 2366/1994 and 436/2004. These simulations show that it is not convenient for the cogenerator to change to the new regulatory framework, Royal Decree 436/2004, till the mandatory end of the old one, scheduled in 2010.

Palabras clave. Gran consumidor, Cogeneración, Contratación de electricidad, Auto-producción.

1. Introducción

El presente artículo se basa en el estudio realizado en una planta de cogeneración real, siendo el objetivo del mismo obtener conclusiones acerca del funcionamiento de la misma bajo los distintos supuestos de remuneración en el mercado eléctrico español.

La legislación de la cogeneración eléctrica en España se regía con el Real Decreto 2366/1994 [1]. Esta legislación pretendía fomentar la creación de productores de energía eléctrica bien basada en energías renovables o procesos de cogeneración de alta eficiencia energética, de forma que se podían obtener beneficios económicos considerables si se cumplían las condiciones impuestas para pertenecer al *régimen especial*. Así, las instalaciones de cogeneración deben tener como característica principal una alta eficiencia energética medida a través de un rendimiento eléctrico equivalente (*REE*) cuyo valor mínimo es función del tipo de combustible utilizado. Dentro de este ámbito legal las instalaciones cogeneradoras tienen ingresos por distintos conceptos: potencia facturada, energía cedida a la compañía, complementos por discriminación horaria, energía reactiva e incumplimiento de potencia.

Con la aparición del Real Decreto 436/2004 [2], se pone fin a este marco regulatorio, estableciéndose la nueva metodología de producción de energía en el régimen especial. No obstante, para aquellos auto-productores acogidos al Real Decreto 2366/1994 se establece la posibilidad de poder seguir acogido a esta reglamentación hasta el año 2010.

Dentro de este nuevo marco legal, las instalaciones cogeneradoras tienen un régimen económico bien distinto, pues se paga exclusivamente por la energía puesta en la red y la potencia reactiva, incentivándose la participación en el mercado mayorista de la electricidad a través de primas.

El objetivo que se pretende en este trabajo es establecer un modelo térmico-eléctrico de una planta de cogeneración real. A partir del mismo se analiza desde un punto de vista técnico el funcionamiento de la planta para satisfacer las demandas de electricidad y calor. Por último, se hace una evaluación económica del funcionamiento de un día tipo dentro de los dos posibles marcos legales existentes.

2. Descripción de la instalación

La planta de cogeneración se encarga de abastecer las demandas térmicas y eléctricas de una fábrica de productos de limpieza y abrillantamiento. Dicha cogeneración funciona constantemente desde las 8:00 a las 24:00 horas, permaneciendo parada el resto del tiempo (horas valle), en las que las demandas son satisfechas mediante una serie de equipos convencionales.

Un esquema del proceso industrial descrito se muestra en la Figura 1. La planta de cogeneración está formada por

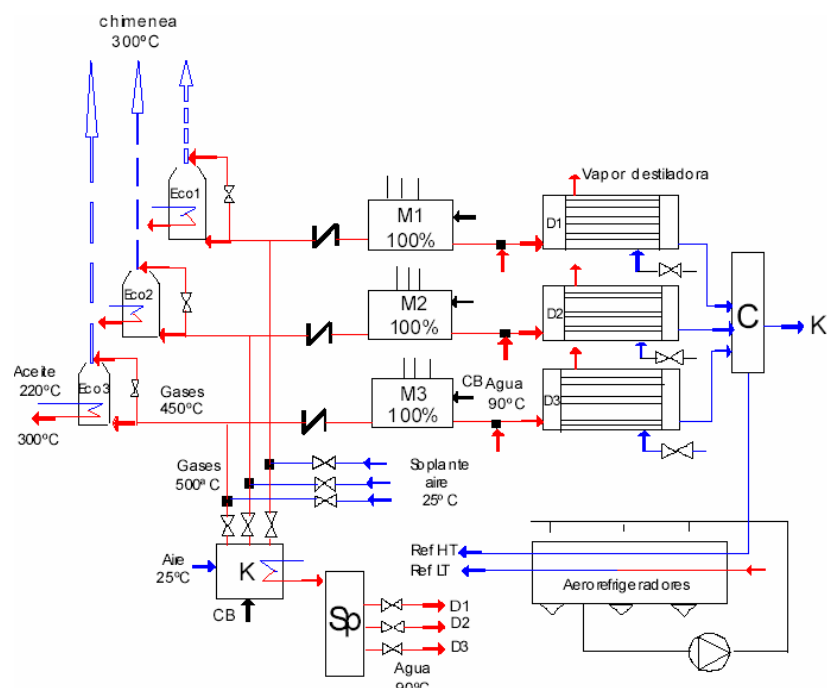


Fig.1. Esquema de la planta de cogeneración.

tres motores alternativos de gas natural de 5MW cada uno (M1-M3), cuyos gases de escape, a más de 400° C, se aprovechan para el calentamiento de aceite térmico en tres calderas de recuperación (ECO1-ECO3), cada una de ellas asociada a un motor diferente. El aceite transporta la energía térmica aprovechada de los gases de escape hasta los diferentes equipos encargados de satisfacer las necesidades térmicas de la fábrica. Entre los requerimientos térmicos existentes se encuentran:

- Generación de vapor destinado al calentamiento de diferentes procesos. Cuando funciona la cogeneración, un vaporizador se encarga de la generación del vapor a partir del aceite calentado en los economizadores. Cuando la cogeneración no está en funcionamiento, dos calderas convencionales de gas natural llevan a cabo dicha tarea.
- Producción de aire caliente para la atomización de detergente. Con la cogeneración en marcha, el aire caliente se produce en un secadero también a partir del aceite adaptado térmicamente en los economizadores. El aire caliente se produce en el mismo secadero cuando no funciona la cogeneración, pero empleando un quemador de gas natural.
- Refrigeración de los moldes de unas máquinas de inyección. Para ello es preciso generar agua fría a una determinada temperatura. Cuando funciona la cogeneración, una máquina frigorífica de absorción produce el agua fría necesaria para la refrigeración de los moldes. En caso contrario ocho máquinas enfriadoras convencionales se encargan de generar el frío industrial necesario.
- Agua destilada para procesos. La destilación se lleva a cabo en cuatro destiladoras, tres de ellas calentadas

con el agua de refrigeración de los grupos de cogeneración (D1-D3) y la otra mediante parte del vapor generado en el vaporizador. Cuando la cogeneración no funciona, dos plantas de ósmosis inversa producen el agua destilada.

La demanda térmica agregada de estos equipos para un día tipo de funcionamiento, obtenido a partir de las medias horarias de funcionamiento a lo largo de un año, se muestra en la Figura 2.

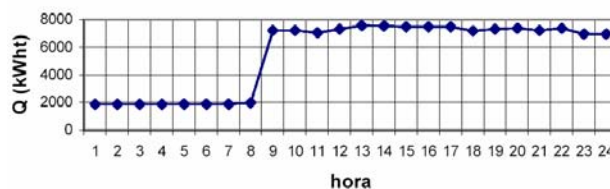


Fig. 2. Demanda térmica agregada de la planta industrial.

Durante la noche, la demanda térmica es más reducida, pues la refrigeración de los moldes de las máquinas de inyección y la generación de agua destilada para procesos son aportadas por equipos convencionales.

Por otra parte, la demanda eléctrica agregada de la planta se muestra en la Figura 3. Durante las horas valle, toda la energía eléctrica es aportada por la red, mientras que durante el día es la propia instalación de cogeneración la que abastece a la instalación industrial, inyectándose además el excedente generado a la red eléctrica.

Como puede observarse, las demandas térmicas y eléctricas cuando la cogeneración está en funcionamiento son bastantes constantes.

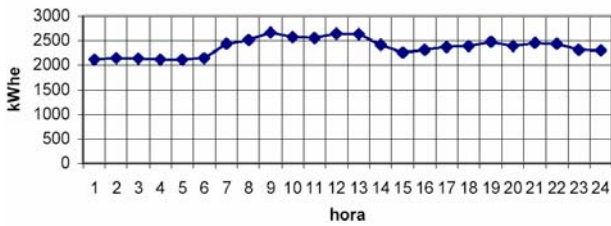


Fig.3. Demanda eléctrica agregada de la planta industrial.

3. Modelado del proceso

Esta sección presenta los modelos térmicos y eléctricos de los siguientes componentes de la instalación:

- Motores de cogeneración. La planta consta de tres motores de cogeneración de 5 MW alimentados con gas natural. Cada uno de estos motores se sometió a ensayo para grados de carga comprendidos entre el 40% y el 100% de su potencia nominal. A partir de estos ensayos se obtuvieron las siguientes características de funcionamiento que se utilizan en el modelo matemático de la planta: rendimiento, consumo de combustible, potencia térmica en los gases de escape y necesidad de refrigeración. Estas características se muestran en las figuras 4 a 7 respectivamente.

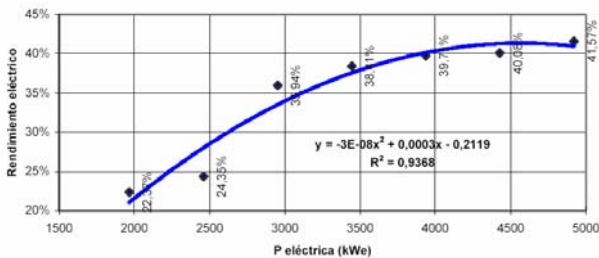


Fig.4. Rendimiento eléctrico de un grupo cogenerador.

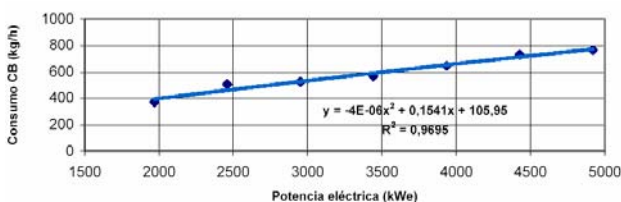


Fig.5. Consumo de combustible de un grupo cogenerador.

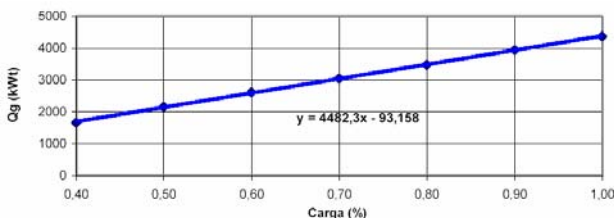


Fig.6. Potencia térmica en los gases de escape de un grupo cogenerador.

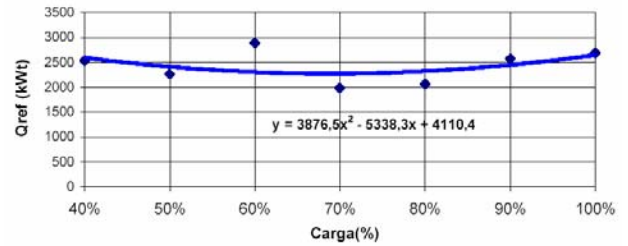


Fig.7. Necesidad de refrigeración de un grupo cogenerador.

- Economizadores. Estos equipos son los responsables de proporcionar el calor al generador de vapor, el aire caliente para la atomización del detergente y la máquina de absorción cuando funciona la cogeneración. Dicho economizador se opera mediante una válvula de tres vías que actúa sobre los gases de escape del grupo cogenerador, de forma que se mantienen los gases de salida de dicho economizador en torno a 230°C, tal y como resulta de las medidas llevadas a cabo. Los economizadores se modelan a partir de sus correspondientes balances de masa y energía.
- Sistema de refrigeración. Los motores de cogeneración se refrigeran por agua mediante intercambios de calor producidos en las destiladoras y en los aerorefrigeradores. El agua de salida de las camisas del motor está en torno a los 90°C, tal y como se ha comprobado en las medidas realizadas. Al igual que en los economizadores se realizan los correspondientes balances de masa y energía para el modelado de estos equipos.

4. Regímenes económicos

Dado que la generación de los grupos cogeneradores es mayor que el consumo de electricidad de la planta, existe la posibilidad de vender el excedente de energía dentro del *régimen especial*. En esta sección se realiza un resumen de los distintos regímenes económicos previstos en los Reales Decretos 2366/1994 y 436/2004, que regulan las actividades de cogeneración.

A. Real Decreto 2366/1994

Los ingresos por la venta de energía en este marco regulatorio corresponden a los términos de potencia, energía, discriminación horaria, potencia reactiva e incumplimiento de potencia, según la siguiente expresión:

$$FT = (PF \times T_p + E_c \times T_e \pm DH \pm ER)K_f - AI \quad (1)$$

donde

- FT: facturación total (€).
- PF: potencia facturada (kW).
- T_p: término de potencia (€/kW/mes).
- T_e: término de energía (€/kWh).
- E_c: energía cedida a la compañía (kWh).
- DH: complemento discriminación horaria (€).

ER : complemento energía reactiva (€).

K_f : constante dependiente de los costes no evitados incluidos en las tarifas y la aportación a la política energética.

AI : abono incumplimiento garantía de potencia (€).

Los términos correspondientes a la potencia facturada, discriminación horaria e incumplimiento de potencia dependen de la tarifa seleccionada. Las características de la tarifa de venta de energía se muestran en la Tabla I.

Al tener una discriminación horaria tipo 4, se tienen tres potencias garantizadas para cada intervalo horario. La potencia a facturar se calcula mediante la expresión:

$$PF = 0,5 \times Pgd_p + 0,3 \times Pgd_{ll} + 0,2 \times Pgd_v \quad (2)$$

$$Pgd_i = P_{oi} \times \left(\frac{d_i - d_o}{1 - d_o} \right) \quad (3)$$

donde

Pgd_i : potencia garantizada disponible en el periodo i (punta, llano o valle).

P_{oi} : potencia garantizada en el periodo.

d_o : 0,3. Disponibilidad por debajo de la cual no se abona el término de potencia.

d_i : disponibilidad de la planta en el periodo i .

Para determinar el incumplimiento de la garantía de potencia se integrará a lo largo del año y para cada periodo la energía entregada con una potencia igual o inferior a la potencia garantizada. En aquellas horas en las que la potencia sea superior a la garantizada se tomará dicha potencia para el cálculo de la energía entregada. Para que se considere cumplido el compromiso de potencia se debe satisfacer la siguiente expresión:

$$P_o \times d \times H \leq \sum E_{bpg} + \sum E_{pg} \quad (4)$$

donde

H : total de horas anuales en el período horario correspondiente (h).

E_{bpg} : energía producida por debajo de la potencia garantizada (kWh).

E_{pg} : energía producida por encima de la potencia garantizada (kWh).

En caso de no cumplirse la condición anterior, habría que abonar la diferencia entre estas energías valorada en función del precio estipulado, que es dependiente del período considerado.

Los términos correspondientes a la discriminación horaria y la potencia reactiva son análogos a los empleados en las tarifas generales.

Por otra parte, los autoprodutores tienen la posibilidad de comprar energía a los distribuidores, en aquellos momentos en los que la cogeneración no esté

funcionando. Para ello, se deben acoger a una tarifa de compra de energía. La cogeneración objeto de estudio tiene la tarifa de compra de energía que se muestra en la Tabla I. El coste del suministro de energía eléctrica es similar al de las tarifas generales, estructura binomina más complementos, si bien la potencia facturada depende de unas potencias máximas y contratadas que pueden ser elegidas libremente por el usuario final para cada uno de los períodos horarios. Siempre y cuando la potencia indicada por el máxímetro no exceda de los valores máximos en cada uno de los períodos, la potencia facturada se calcula mediante la expresión:

$$P_f = K(PM - P_c) + PD \quad (5)$$

donde

PM : potencia función de las potencias máximas que se pueden absorber en cada período.

P_c : potencia función de las potencias contratadas en cada período.

K : 0.18.

PD : Potencia demandada en cada período calculada según el modo 2 de facturación de potencia de las tarifas generales.

En caso de que la potencia demandada en alguno de los períodos horarios sea superior a la potencia máxima, la potencia facturada se calculará según el modo 4 de las tarifas generales.

TABLA I.

Tarifas de compra y venta de energía a las que está acogido el cogenerador.

Venta de electricidad		
Discriminación horaria		4
Potencia garantizada	Punta (kW)	12.800
	Llano (kW)	12.800
	Valle (kW)	0
Disponibilidad	Punta	0.95
	Llano	0.95
	Valle	0
Compra de electricidad		
Tarifa		1.2
Discriminación horaria		4
Potencia contratada	Punta (kW)	0
	Llano (kW)	0
	Valle (kW)	2.000
Potencia máxima	Punta (kW)	2.400
	Llano (kW)	2.400
	Valle (kW)	2.400

B. Real Decreto 436/2004

El régimen económico impuesto por este Real Decreto es completamente diferente al anteriormente establecido. En este caso, el cogenerador es remunerado en función de la energía que vierta a la red eléctrica más un complemento por potencia reactiva. Desaparecen, por tanto, la

retribución por potencia, garantía de potencia, y discriminación horaria.

Por otra parte se establecen dos posibilidades de venta de energía:

- Ceder la energía eléctrica a la compañía distribuidora a un precio fijo, porcentaje de la tarifa media de referencia establecida para cada año.
- Vender la energía en el mercado mayorista de la electricidad al precio que resulte del mismo a bien al precio pactado en un contrato bilateral. En este caso, para favorecer la adhesión a esta forma de funcionamiento se añade al precio resultante una prima y un incentivo, según la siguiente expresión:

$$P_e = (P_{md} + P + I) \quad (6)$$

donde

P_e : precio de la energía (€/kWh).

P_{md} : precio resultante del mercado diario de la electricidad (€/kWh).

P : prima que se establece en un 5% del precio de la tarifa media o de referencia (7,3304 c€/kWh en el 2005).

I : incentivo por participación en el mercado, un 20% de la tarifa de referencia.

El complemento por energía reactiva también se ve sustancialmente modificado, pues no se sigue el patrón de las tarifas generales. Las bonificaciones no se consiguen siempre compensando el factor de potencia a la unidad. Así, es posible obtener bonificaciones en los períodos valle consumiendo potencia reactiva. Dicho complemento se calcula mediante la expresión:

$$ER = \sum_{\text{periodo}} E_i \frac{B_i(\cos\varphi_i)}{100} TR \quad (7)$$

donde:

ER : complemento por energía reactiva (€).

E_i : energía eléctrica producida en el período i (punta, llano o valle).

B_i : Bonificación conseguida en el período i , función del factor de potencia en dicho período.

TR : tarifa media o de referencia (€).

Por último, es interesante recalcar que este Real Decreto ofrece la posibilidad a aquellas instalaciones de potencia inferior a 50 MW que a la entrada en vigor del mismo estuvieran acogidas al Real Decreto 2366/1994, de permanecer bajo dicho marco regulatorio hasta el año 2010.

La siguiente sección trata de analizar si para la instalación que se está estudiando es conveniente desde un punto de vista económico cambiar al nuevo marco legal o, por el contrario, permanecer en el existente hasta la fecha límite anteriormente citada.

6. Resultados obtenidos

A partir del modelo térmico-eléctrico que se ha realizado de la planta industrial se han analizado distintos casos que se muestran en la Tabla II.

En todos los casos se tiene un contrato de abastecimiento de gas natural a través de una comercializadora. Dicho contrato se basa en la tarifa 2.5 de suministro a 16 bares. La comercializadora garantiza un descuento mínimo del 15% sobre el término variable de energía consumido anualmente.

TABLA II.
Condiciones de cada uno de los casos analizados.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
R.D.	2366/1994	2366/1994	436/2004	436/2004
Gas contratado (MWh)	155.842	155.842	155.842	155.842
Venta energía	-	-	Tarifa	Mercado
Compra energía	-	-	Tarifa	Tarifa
Generadores	3	3	3	3
Carga	100%	100%	100%	100%
Ciclo	8 - 24	0 - 24	8 a 24	8 a 24

Por otra parte, en el caso de venta de energía en el mercado mayorista de la electricidad bajo el Real Decreto 436/2004, se han considerado los precios finales horarios medios de dicho mercado para los días laborables en el año 2004, recogidos en la Figura 8.

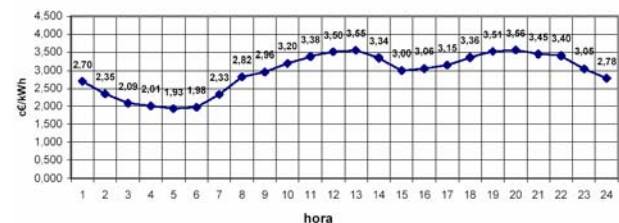


Fig. 8. Precios finales horarios medios del año 2004.

La Tabla III muestra un resumen de los resultados obtenidos. Se resumen los ingresos obtenidos por venta de electricidad y los gastos especificados según distintos conceptos: compra de combustible, compra de electricidad, operación y mantenimiento, aceite y otros. De estos resultados se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El funcionamiento de la planta con los cogeneradores al 100% de su carga nominal durante 16 horas al día no permite alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo impuesto por los Reales Decretos 2366/1994 y 466/2004. Dicho rendimiento responde a la expresión:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \quad (8)$$

donde

E : energía eléctrica generada en bornas del alternador (kWh).

Q : consumo de energía primaria con referencia al poder calorífico inferior (PCI) del combustible (kWh).

V : calor útil demandado por la industria (kWh).

Para este tipo de instalaciones, el *REE* debe ser superior a 0,55. Sin embargo, hay que tener en cuenta que (9) se tiene que evaluar en un año de funcionamiento, en el que los grupos no están funcionando todo el tiempo a su potencia nominal. Este rendimiento es función del grado de carga de los cogeneradores según se muestra en la Figura 8. Así, si todos los días del año los grupos operaran de igual forma, para cumplir con el requisito del *REE*, los motores deberían operarse con carga inferior al 80%.

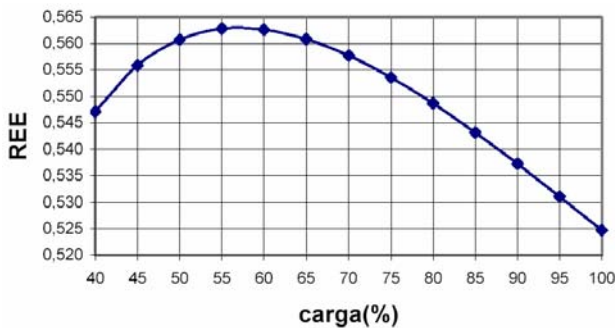


Fig. 9. *REE* como función del grado de carga de los cogeneradores.

- Si el marco legal en el que se desarrolla la actividad de cogeneración es el Real Decreto 2366/1994 y desde un punto de vista económico, no es rentable operar las 24 horas del día, dado que el beneficio obtenido es inferior. Esto se debe a que durante las horas valle los ingresos por venta de energía son más reducidos por la discriminación horaria, mientras que el coste asociado al consumo de combustible es similar.
- No es adecuado pasar desde un punto de vista económico al nuevo marco legal establecido por el Real Decreto 466/2004, pues se reducen los ingresos notablemente. En cualquier caso siempre es más interesante vender la energía eléctrica al mercado mayorista debido a la prima e incentivo que se consiguen.

TABLA III.

Resultados obtenidos en la simulación para un año de funcionamiento.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
<i>REE</i>	0,52	0,52	0,52	0,52
Autoconsumo	-	-	16,75	16,75
Venta electricidad (m€)	4.200	4.779	2.144	2.684
Combustible (m€)	2.383	3.750	2.389	2.389
Mantenimiento (m€)	83	125	83	83
Aceite y otros (m€)	51	62	41	41
Compra electricidad (m€)	184	9	184	184
Beneficio (m€)	1.497	705	-554	-14.783

7. Conclusiones

Este artículo presenta un estudio de una planta de cogeneración real que opera en una industria de productos de limpieza y abrillantado. El objetivo del mismo ha sido obtener un modelo térmico-eléctrico del proceso industrial para poder simular distintas alternativas de funcionamiento y extraer conclusiones del funcionamiento de la planta desde un punto de vista técnico y económico.

En particular se ha analizado el funcionamiento de la planta para los dos regímenes económicos regulados por los reales decretos 2366/1994 y 466/2004 en los que ésta puede operar. La conclusión fundamental del estudio es que no es rentable cambiar al nuevo marco regulatorio hasta que sea obligatorio en el año 2010.

Este trabajo constituye un primer modelado de las instalaciones, a partir del cual se pueden plantear problemas de optimización para ajustar de forma adecuada la producción de energía eléctrica para maximizar el beneficio sujeto a las restricciones impuestas por los requisitos legales.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento por la financiación recibida del Ministerio de Educación y Ciencia de España, a través de los proyectos DPI2001-2612 y DPI2002-04416-C04-04.

Referencias

- [1] Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- [2] Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 075 de 27/03/2004.