

Optimal Dispatch of Combined Heat Power Units under Day-ahead Electricity Markets

José M. Yusta¹, Paulo M. De Oliveira-De Jesus²

¹ Department of Electrical Engineering
Zaragoza University

Maria de Luna 3, E-50018 Zaragoza, Spain.

Phone: +34976761922; fax: +34976762226, e-mail: jmvusta@unizar.es

² Department of Conversion and Energy Delivery
Simon Bolivar University

Valle de Sartenejas, A.P. 89000, Caracas, (Venezuela)

Phone:+58 212 9063913, fax:+58 212 6063959, e-mail: pdeoliveira@usb.ve

1. Abstract

Abstract: This paper addresses an optimal strategy for the dispatch of Combined Heat Power (CHP) units operating in a full liberalized electricity market based upon day-ahead energy prices without regulated Time of Use (ToU) rates. A generalized optimization model is stated as a Mixed-Integer Non-Linear Programming Problem (MINLP) in order to maximize the profit from surplus energy exchange between the CHP unit and the distribution/transmission network. Technical problem is solved taking into account technical constraints and the hourly demand profile. The integer variables are related to exporting or importing electrical power whereas the real variables are related to power output of gas and steam turbines, and to the electricity purchased from or sold to the market. A case study is discussed. The problem is intended to be solved using a large-scale commercial program able to deal with non-linear problems.

Keywords: cogeneration, power dispatch, combined heat power, optimization, day-ahead energy markets

2. Nomenclatura

C_{GTh}	costo horario de la turbina a gas (€/h)
f	costo unitario del combustible (€/Nm ³)
M_{GTh}	rata horaria de flujo de gas (Nm ³ /h)
C_{GTMh}	costo horario de mantenimiento de la turbina a gas (€/h)
M_{4h}	flujo de salida de vapor en la turbina de vapor (kg/h)
$H_4 H_{10}$	entalpia del vapor de salida y del agua (kJ/kg)
η_w	eficiencia del recuperador
MF_h	flujo de gas en el recuperador (kg/h)
C_p	valor calorífico del los gases de salida (kJ/kg °C)
ΔT	diferencia de temperatura del gas en el recuperador (°C)
C_{vf}	valor calorífico del gas natural adicional (kJ/kg)
ρ	densidad del gas natural (kg/Nm ³)

C_{Wh}	costo horario de mantenimiento del recuperador (€/h)
R_{EXPh}	ingresos económico (€/h)
P_{GTh}	energía entregada por la turbina a gas (MWh)
P_{STh}	energía entregada por la turbina a vapor (MWh)
$P_{GTh}^{min, max}$	límites térmicos de la turbina a gas (MWh)
$P_{STh}^{min, max}$	límites térmicos de la turbina a vapor (MWh)
P_{Dh}	energía demandada (MWh)
P_{EXPh}	energía exportada (MWh)
P_{IMP_h}	energía importada (MWh)
I_h	variable binaria de decisión

2. Introducción

La cogeneración en sistemas industriales se ha definido tradicionalmente como la producción simultánea de energía térmica (vapor) y mecánica (que puede ser utilizada para mover una bomba, compresor o un generador eléctrico) [1]. Es ampliamente aceptado que la cogeneración puede alcanzar altos grados de eficiencia energética. En los últimos años, el sector industrial ha sido incentivado mediante estrategias tarifarias económicamente atractivas a fin de instalar el equipamiento necesario para la cogeneración y así lograr ahorros importantes en la factura energética global. Desde la implementación de la Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA) en 1978, que dio lugar a un proceso de reestructuración del sector eléctrico, la cogeneración ha adquirido un papel de agente consumidor y productor capaz de comprar o vender electricidad o vapor dependiendo de la demanda del proceso industrial. Esta situación plantea la necesidad de realizar un despacho de dicha potencia, atendiendo los requerimientos clásicos del proceso industrial incluyendo un nuevo valor añadido: el cogenerador puede participar en el negocio de la compra-venta de electricidad, dependiendo por supuesto de la estructura de costos respectiva.

Bajo una perspectiva de mercado centralizado, donde la cogeneración solo atiende los requerimientos industriales de electricidad y térmicos, el problema de despacho a resolver no difiere mucho del esquema de despacho de carga elemental, cuyo objetivo es minimizar todos los costos de producción, típicamente el consumo de combustibles fósiles.

La liberalización de los mercados eléctricos, ha permitido vincular el problema del despacho de cogeneración con los precios puntales “spot” de la energía [2] de modo que dependiendo de la capacidad disponible los excedentes/defectos de electricidad puedan ser vendidos/comprados al mercado [3,4]. En este tipo de mercados, el precio horario para la compra/venta de energía eléctrica es concertado bajo un esquema de subasta, típicamente con veinticuatro horas de antelación. Esta información de mercado modifica sustancialmente el problema del despacho, convirtiéndose en un problema asignación temporal de compra/venta energía eléctrica sujeto a las restricciones de demanda energética del proceso industrial. En este sentido, el nuevo objetivo del cogenerador no solamente es operar a mínimo costo de producción, sino que existen posibilidades de obtener ganancias o reducciones de costos adicionales por participar en el mercado eléctrico bien sea como productor o consumidor.

Hasta ahora, los cogeneradores han podido participar en el mercado de electricidad como generadores. Sin embargo, como consumidores, la tarifa ha sido del tipo regulado, con distintos precios en bloques horarios o tarifas TOU (Time of Use). Bajo este esquema, los autores de este trabajo han publicado un modelo de decisión [5] que permite despachar hora a hora un cogenerador de modo que pueda maximizar sus ingresos por venta de electricidad al mercado. En caso que las tarifas reguladas sean más convenientes, el cogenerador puede optar por comprar al mercado la energía por defecto siempre manteniendo los requerimientos de demanda térmica.

En este trabajo, se presenta un modelo de despacho horario para un cogenerador que participa en el mercado eléctrico sin tarifas reguladas. Es decir, el precio de compra/venta de energía depende exclusivamente de la subasta establecida el día anterior sin la posibilidad de acceder a tarifas reguladas tipo TOU.

El objetivo es evaluar el beneficio económico de participar en dicho mercado donde el conocimiento previo de los precios de la electricidad para el día siguiente puede incentivar la compra o venta de energía dependiendo de las restricciones propias de demanda del proceso industrial. El modelo presentado permite construir una estrategia de operación diaria óptima para el intercambio de energía entre el cogenerador y la red eléctrica. El problema de optimización es de naturaleza No Lineal Mixto-Entero (MINLP).

2. Modelo de Cogeneración

Existen distintos esquemas de cogeneración. En este artículo se utilizara el esquema de ciclo combinado. Sin embargo, cualquier otro esquema de cogeneración puede ser utilizado.

El esquema de ciclo combinado requiere tres equipos básicos: turbina a gas, caldera de recuperación y turbina a vapor, tal como se muestra en la Fig. 1. El modelo de cogeneración en ciclo combinado ha sido tomado de [6].

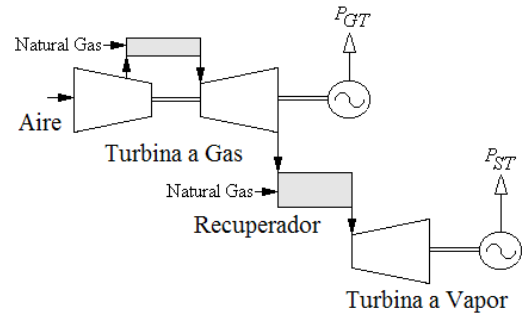


Fig. 1 Esquema básico del sistema de cogeneración

La estructura de costos de la turbina a gas viene dada por la siguiente expresión:

$$C_{GTh} = f \cdot M_{GTh} + C_{GTMh} \quad (1)$$

La rata horaria de flujo de gas M_{GTh} y la potencia de salida de la turbina a gas (en MW) se encuentran relacionadas en forma cuadrática por:

$$M_{GTh} = aP_{GTh}^2 + bP_{GTh} + c \quad (2)$$

donde a , b y c son datos suministrados por el fabricante.

La estructura de costos de la turbina a vapor viene dada por solo por los costos de mantenimiento, puesto que no tiene costos asociados al combustible: $C_{STh} = C_{STMh}$.

El costo de operación de la caldera de recuperación viene dado por la calidad de los gases de salida de la turbina a gas y la cantidad adicional de gas natural si es requerido.

$$C_{Wh} = (M_{4h} \frac{H_4 - H_{10}}{\eta_w} - MF_h \cdot C_p \cdot \Delta T) \frac{f}{C_{vf} \rho} + C_{wMh} \quad (3)$$

El flujo de gas de salida en la turbina de gas y la potencia de salida de la turbina a gas (en MW) se encuentran relacionadas en forma lineal por:

$$MF_h = \phi + \gamma P_{GTh} \quad (4)$$

donde ϕ y γ son valores especificados. El flujo de vapor M_{4h} (kg/h) y la potencia asociada a la turbina de vapor P_{STh} es dada por la siguiente expresión:

$$M_{4h} = \sigma P_{STh} \quad (5)$$

donde σ es un coeficiente suministrado por el fabricante de la turbina de vapor.

3. Modelo de Intercambio de Energía

Costos de la energía eléctrica importada desde la red por el cogenerador:

$$C_{IMP_h} = (\rho_h + We_h) \cdot P_{IMP_h} \quad (6)$$

donde: P_{IMP_h} es la energía importada a la red por el cogenerador (kWh), ρ_h es el costo de mercado de la energía (€/kWh), We_h es la Tarifa de Acceso a la red - pérdidas (€/kWh), Wc_h es la Tarifa de Acceso a la red - capacidad (€/kWh).

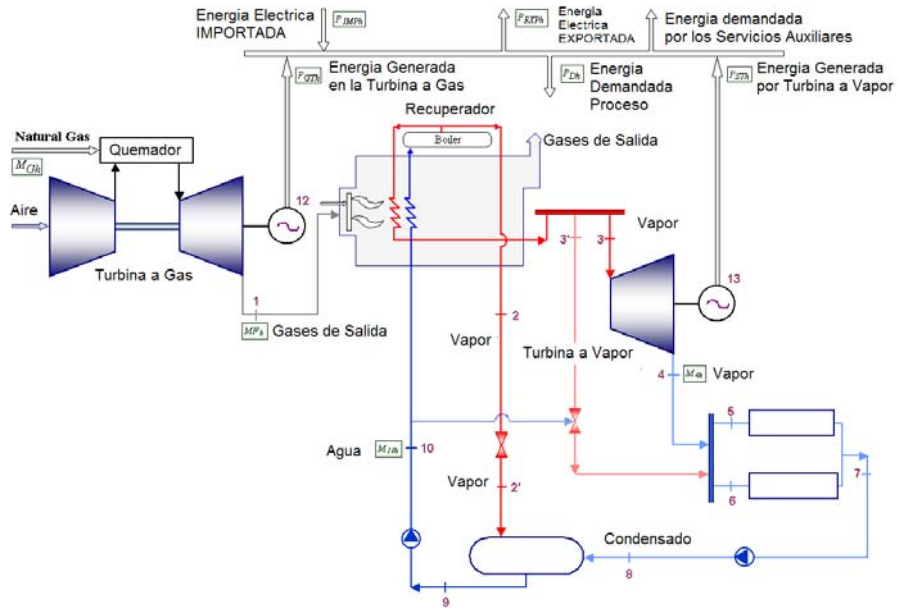


Fig. 2. Esquema detallado del proceso de ciclo combinado

Ingresos por energía eléctrica exportada a la red por el cogenerador:

$$R_{EXP_h} = \rho_h P_{EXP_h} \quad (7)$$

Donde, ρ_h es el costo de mercado de la energía (€/kWh) y P_{EXP_h} es la energía exportada a la red por el cogenerador (kWh)

4. Modelo de Máximo Beneficio del Cogenerador

Como proceso industrial a tiempo completo, se considera que la cogeneración se encuentra siempre en línea para cumplir con los requerimientos térmicos impuestos por el proceso productivo. En este caso, se observan dos posibles escenarios de operación: importar o exportar energía, tal como se observa en la Figura No. 3.

La condición de importación o exportación de energía es identificada utilizando una variable de decisión binaria I_h para cada hora del día en conformidad con la siguiente ecuación de balance:

$$(P_{GTh} - P_{AUXh} + P_{STh}) - I_h (P_{EXP_h} + P_{IMP_h}) + P_{IMP_h} = P_{Dh} \quad (8)$$

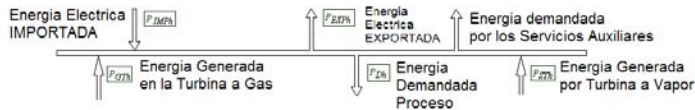


Fig. 3. Balance de Potencia

Hay que notar que la energía requerida por los servicios auxiliares corresponde α una fracción a de la energía entregada por la turbina a gas P_{GTh} .

La condición de exportación se verifica cuando $I_h = 1$

$$(P_{GTh} - P_{AUXh} + P_{STh}) - P_{EXP_h} = P_{Dh} \quad (9)$$

y, la condición de importación se verifica cuando $I_h = 0$

$$(P_{GTh} - P_{AUXh} + P_{STh}) + P_{IMP_h} = P_{Dh} \quad (10)$$

El modelo es formulado como la maximización del beneficio diario del intercambio de energía entre el cogenerador y el mercado eléctrico definido como la diferencia entre los ingresos derivados por la venta de energía a la red y los costos de compra de energía eléctrica a la red, los costos del combustible así como los costos operacionales de las turbinas a gas y vapor.

Las restricciones están relacionadas con el balance energético derivado de las demandas de electricidad (proceso y servicios auxiliares) y la demanda térmica del proceso.

$$\max (\text{Ingresos} - \text{Costos}) \quad (11)$$

$$\max \sum_{h=1}^{24} R_{EXP_h} - \sum_{h=1}^{24} [C_{GTh}(P_{GTh}) + C_{STh} + C_{Wh}(P_{STh}, P_{GTh}) + C_{IMP_h}]$$

Sujeto a:

Restricción Térmica de la Turbina a Gas:

$$P_{GTh}^{\min} \leq P_{GTh} \leq P_{GTh}^{\max} \quad (12)$$

Restricción Térmica de la Turbina a Vapor

$$P_{STh}^{\min} \leq P_{STh} \leq P_{STh}^{\max} \quad (13)$$

Balance de Energía:

$$(P_{GTh} - P_{AUXh} + P_{STh}) - I_h (P_{EXP_h} + P_{IMP_h}) + P_{IMP_h} = P_{Dh} \quad (14)$$

Valores no negativos

$$P_{EXP_h}, P_{IMP_h}, P_{GTh}, P_{STh} \geq 0 \quad (15)$$

Las turbinas a gas y vapor deben general dentro de sus límites de capacidad que son dependientes de la temperatura ambiente. Los límites térmicos de la turbina a gas son establecidos por el fabricante. La capacidad de la turbina a vapor es definida en su valor mínimo por la demanda térmica del proceso productivo y el límite superior es definido por razones mecánicas.

5. Caso de Estudio

La metodología propuesta ha sido aplicada a un esquema de cogeneración de ciclo combinado de 22MW con una turbina a gas de 14.8MW y una turbina a vapor de 8.1MW. La caldera de recuperación es capaz de producir 19ton/h de vapor a 400°C.

Datos económicos y técnicos requeridos para la construcción modelo son listados a continuación

<i>Turbina a Gas</i>		<i>Recuperador</i>	
C_{GTM} (€/h)	79.80	ϕ (kg/kWh)	7.56
a (Nm ³ /kW ² h)	1,3	γ (kg/h)	58.20
b (Nm ³ /kWh)	144.90	σ (kg/kWh)	6.74
c (Nm ³ /h)	1700	C_{WM} (€/h)	3.20
α	2.5%	ΔT (°C)	330
<i>Turbina a Vapor</i>			
C_{STM} (€/h)	9.76	C_{vf} (kJ/kg)	46095
η_w	75%	ρ (kg/Nm ³)	0.8360
H_4 (kJ/kg)	2716	C_p (kJ/kg °C)	1.2815
@120°C, 1bar		H_{10} (kJ/kg)	571.80
		@135°C, 135bar	

Data Económica

f (cts€/Nm ³)	14.2570
We_h (cts€/kWh)	0.35

Las restricciones técnicas son especificadas a continuación:

$$P_{GT}^{\min} = 13400 \text{ kW} \quad -5^\circ\text{C} \leq T \leq 50^\circ\text{C} \quad (16)$$

$$P_{GT}^{\max} = \begin{cases} 14800 \text{ kW} & T < 8^\circ\text{C} \\ 15805 - 141.6T \text{ kW} & 8^\circ\text{C} \leq T < 17^\circ\text{C} \\ 13400 \text{ kW} & T \geq 17^\circ\text{C} \end{cases} \quad (17)$$

$$P_{ST}^{\min} = \begin{cases} 1500 \text{ kW} & T \geq 34^\circ\text{C} \\ 5190 - 105.6T \text{ kW} & -5^\circ\text{C} \leq T < 34^\circ\text{C} \end{cases} \quad (18)$$

$$P_{ST}^{\max} = 8100 \text{ kW} \quad -5^\circ\text{C} \leq T \leq 50^\circ\text{C} \quad (19)$$

Considerando un precio de la energía en el mercado de 7cts€/kWh y una demanda eléctrica de 20MW, el despacho óptimo es:

P_{GTh}	14,0MWh
P_{STh}	7,0MWh
P_{AUXh}	0,35MWh
P_{EXPh}	0,65 MWh
P_{IMPh}	0 MWh
I_h	1

Esta solución corresponde a un beneficio de -880€/h. La solución del MINLP se ha obtenido mediante la aplicación SOLVER contenida en el programa EXCEL

6. Conclusiones

Este artículo presenta un modelo general para el despacho óptimo de sistemas de cogeneración operando en el contexto de un mercado eléctrico liberalizado donde los precios de la energía son conocidos con un día de antelación. El modelo matemático propuesto es del tipo No Lineal Entero Mixto cuyo objetivo consiste en la maximización del beneficio en el proceso de compra/venta de energía eléctrica en el mercado spot. El problema de optimización se encuentra sujeto a las restricciones técnicas derivadas de la capacidad de las maquinas así como los requerimientos de demanda térmica y eléctrica del proceso productivo. Las variables reales se encuentran asociadas al despacho económico de las turbinas a gas y vapor así como el flujo de gas utilizado en el proceso de combustión. La variable entera se refiere a la condición de operación, si el cogenerador se encuentra importando o exportando energía al sistema eléctrico externo.

La metodología propuesta en este trabajo permite mejorar el modelo de despacho presentado en [5] en el sentido que es aplicable a un mercado sin tarifas reguladas ToU en el cual el cogenerador actúa como consumidor o generador ante la misma señal de precio.

Se ha resuelto un ejemplo con el propósito de ilustrar la metodología presentada.

Referencias

- [1] Stoll. H., Least Cost Utility Planning, 1989
- [2] P. M. De Oliveira-De Jesus, M.T Ponce de Leão, J.M. Yusta, H.M. Khodr and A.J. Urdaneta, "Uniform Marginal Pricing for the Remuneration of Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1302-1310, Aug. 2005.
- [3] H. Ghoudjehbaklou and H.B. Püttgen, "Optimization Topics Related to Small Power Producing Facilities Operating Under Spot Pricing Policies," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 296-302, May. 1987.
- [4] H. Püttgen and P.R. McGregor, "Optimal Scheduling Procedure for Cogenerating Small Producing Facilities," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 957-963, Aug. 1989.
- [5] J.M. Yusta, P.M. De Oliveira-De Jesus, H.M. Khodr, Optimal energy exchange of an industrial cogeneration in a day-ahead electricity market, *Electr. Power Syst. Res.* (2008)
- [6] A. Ashok and R. Banerjee, "Optimal Operation of Industrial Cogeneration for Load Management," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 931-937, May 2003.