# ESTRATEGIA OPERACIONAL Y ASIGNACIÓN DE COSTES EN SISTEMAS SIMPLES DE TRIGENERACIÓN

Carvalho, M.(p); Lozano, M. A.; Serra, L.

## Abstract

By ever-increasing numbers, more and more companies and businesses are seeking ways to use energy more efficiently. This is a direct result of dramatically increasing electric and natural gas rates, decreased power reliability as well as competitive and economic pressures to cut expenses and legal obligation to reduce emissions of air pollutants and greenhouse gases. Trigeneration systems (CHCP: Combined Heating, Cooling and Power generation), allow greater operational flexibility at sites with variable demand for energy in the form of heating as well as cooling. This is particularly relevant in Mediterranean countries where the need for heating is restricted to a few winter months. The absorption chillers capture the waste cogenerated heat in summer to produce chilled water. In this paper, a thermoeconomic analysis of a simple trigeneration system is accomplished, based on production marginal costs, to determine and explain the best operational strategy in function of the demand for energetic services and prices of the resources consumed.

*Keywords: trigeneration, thermoeconomics, operational strategy, linear programming*

## Resumen

Cada vez resulta más acuciante que las empresas y consumidores finales empleen los recursos energéticos de modo eficiente. Esto es consecuencia de los aumentos drásticos en los precios de la electricidad y los combustibles, la inseguridad del suministro, la necesidad de mejorar la competitividad económica recortando gastos y la obligación legal de reducir emisiones. Los sistemas de trigeneración (producción combinada de calor, frío y electricidad) permiten una mayor flexibilidad operacional en sitios con demanda variable de calor y frío. En particular, su empleo resulta muy interesante en los países mediterráneos donde el consumo de calefacción se limita a los meses de invierno. Las enfriadoras de absorción aprovechan el calor cogenerado, y no empleado en verano, para producir agua fría. En este artículo se realiza un análisis termoeconómico, vía costes marginales de producción, de los sistemas simples de trigeneración, para determinar y explicar la mejor estrategia operacional en función de la demanda de servicios energéticos y de los precios de los recursos consumidos.

*Palabras clave: trigeneración, termoeconomía, estrategia operacional, programación lineal*

## 1. Introducción

A medida que el nivel de vida aumenta, crece la demanda de mayores comodidades y la conciencia por las cuestiones medioambientales. La satisfacción de comodidades conduce, por lo general, a un mayor consumo de servicios energéticos (por ejemplo a un uso más generalizado del aire acondicionado) mientras que la conciencia medioambiental trata de compensar el mayor consumo de combustibles fósiles y sus consecuencias mediante un uso más racional de la energía.

Ya en 1997 la “Estrategia comunitaria para promover la cogeneración y desmantelar las barreras para su desarrollo” estableció como objetivo doblar la cuota de electricidad

cogenerada, llegando al 18% en 2010. Persiguiendo este objetivo, la Directiva 2002/91/CE de la Unión Europea [1], relativa a la eficiencia energética de los edificios, impuso que "los Estados miembros velarán por que en los edificios nuevos con una superficie útil total de más de 1000 $m^2$, se considere y se tenga en cuenta antes de que se inicie la construcción la viabilidad técnica, medioambiental y económica que supondría la instalación de sistemas alternativos de producción de energía como la cogeneración…". En España, el Real Decreto 616/2007 [2] se hace eco de la normativa europea [3] y proporciona un marco estable para la promoción y el apoyo público a la cogeneración, que va a permitir tanto el mantenimiento de las instalaciones actuales como el desarrollo de otras nuevas.

Uno de los principales atractivos de la trigeneración - la producción de tres tipos de servicios energéticos (calor, frío y electricidad) a partir de la misma fuente de energía - es la eficiencia en el uso del combustible consumido (gas natural, por ejemplo). Esto es importante, ya que el mayor aprovechamiento del combustible supone un ahorro económico así como un alivio para el medio ambiente, pues cuanto menos combustible se consuma menos polución se genera. En resumen la trigeneración presenta como ventajas: ahorro de energía primaria, reducción de emisiones contaminantes y servicios energéticos más baratos [4].

Un sistema de trigeneración tiene como componentes básicos un modulo de cogeneración y un equipo de refrigeración por absorción. El modulo de cogeneración incluye un motor térmico (una turbina de gas o un motor alternativo de combustión interna, por ejemplo) que convierte la energía del combustible en energía mecánica, un alternador que transforma la energía mecánica en electricidad, y un conjunto de intercambiadores para la recuperación de calor útil. La máquina de absorción puede producir frío a partir del calor recuperado. Existen diferentes tipos de sistemas de trigeneración que se distinguen por los equipos adicionales que incorporan [5]. El sistema simple de trigeneración, que aquí nos proponemos analizar, incluye una enfriadora mecánica accionada por electricidad y una caldera auxiliar. En el diseño de plantas de trigeneración, deben afrontarse dos cuestiones [6]: su configuración (tipo y número de equipos para cada tecnología empleada) y la estrategia operacional (modo de operación de los equipos y compraventa de electricidad). Los factores más influyentes en las decisiones a tomar son: la disponibilidad de combustibles, el precio de la electricidad, el precio del combustible utilizado y su relación con el anterior, y las condiciones legales para vender la electricidad sobrante a la red.

La contabilidad de costes es el proceso de seguimiento, registro y análisis de los costes asociados a los productos y actividades de un sistema productivo. Los gestores utilizan los costes obtenidos para tomar decisiones bien fundamentadas que reduzcan los consumos de recursos del sistema y aumenten los beneficios de la empresa. En los sistemas energéticos, la contabilidad de costes se llama termoeconomía. De acuerdo con Gaggioli [7] y El Sayed & Tribus [8], la termoeconomía tiene como objetivo explicar el proceso de formación del coste de los flujos internos y productos de los sistemas energéticos. Los costes obtenidos con el análisis termoeconómico se utilizan para diagnosticar la operación y controlar la producción de plantas existentes, para la mejora de procesos y la síntesis de nuevos sistemas [9].

Sea el sistema genérico de trigeneración mostrado en la Figura 1. Existe un modo óptimo de operación en el que, intercambiando flujos de energía a precios de *Mercado* y utilizando la capacidad productiva de los equipos instalados, se minimiza el coste de satisfacer la demanda de servicios energéticos expresada por el *Centro consumidor*. Nuestra tesis es que un reparto racional de dicho coste mínimo a los productos debe considerar la naturaleza del modo óptimo de operación. En [10] puede encontrarse un estudio detallado de las alternativas de reparto del coste de producción entre los productos: método de los costes marginales, valoración de productos aplicando como referencia los precios de mercado, y cálculo de los costes internos.

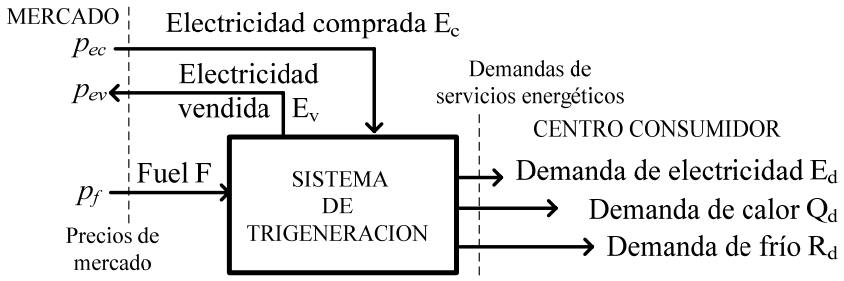


Figura 1. Sistema de trigeneración.

En este artículo se realiza el análisis termoeconómico de la operación de un sistema simple de trigeneración. Se formula un modelo de programación lineal cuya resolución nos permite obtener la mejor estrategia operacional en función de la demanda de servicios energéticos y los precios de mercado. La solución del programa incluye el coste variable mínimo de operación, la magnitud de los flujos energéticos involucrados en el proceso productivo y los precios duales de las restricciones. El análisis termoeconómico, como herramienta de ayuda a la decisión en el diseño y operación de sistemas energéticos, permite explicar el porqué del modo óptimo de producción, obtener el coste marginal de flujos internos y productos finales, desentrañar el proceso de formación del coste marginal de los productos y valorar el impacto económico de cambios en la demanda o condiciones de operación de los equipos. Por tanto, sirve de ayuda a la hora de desarrollar metodologías de optimización para el rediseño de instalaciones existentes y para el diseño de nuevas plantas.

## 2. Sistema simple de trigeneración

Un sistema de trigeneración debe diseñarse para satisfacer las demandas previsibles de electricidad ($E_d$), agua caliente sanitaria y calefacción ($Q_d$), y refrigeración ($R_d$) de un centro consumidor dado. El sistema simple de trigeneración, definido por la Figura 2, está compuesto por un modulo de cogeneración MC (que suministra calor $Q_c$ y trabajo $W_c$), una caldera auxiliar CA (que suministra calor $Q_a$), una enfriadora de absorción EA (que accionada con calor $Q_f$ suministra frío $R_a$) y una enfriadora mecánica EM (que consume electricidad $W_f$ y produce frío $R_m$). Los precios de los combustibles consumidos por el modulo de cogeneración y la caldera auxiliar son, respectivamente, $p_{fc}$ y $p_{fa}$. La demanda del centro consumidor será siempre atendida por los equipos de producción del sistema de trigeneración o con la ayuda de electricidad comprada $E_c$ a precio $p_{ec}$. Se supondrá que existe la posibilidad de que una parte del calor cogenerado sea despilfarrado ($Q_l > 0$), así como la de vender electricidad ($E_v > 0$) a precio $p_{ev}$.

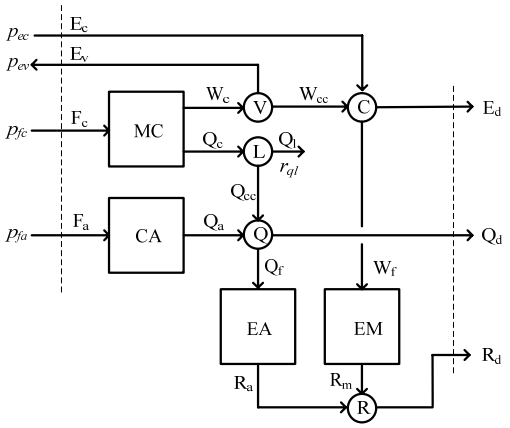


Figura 2. Sistema simple de trigeneración.

Los equipos pueden funcionar a carga parcial o carga total. Sus parámetros técnicos están resumidos en la Tabla 1. Para el análisis económico se ha considerado que los únicos costes variables significativos son los de electricidad y combustible, y que el calor cogenerado puede ser despilfarrado sin coste, o sea $r_{ql} = 0$. La Tabla 2 presenta los precios de los flujos energéticos intercambiados con el mercado.

| Equipo | Eficiencia | Capacidad nominal (kW) |
|---|---|---|
| MC | $\alpha_w \equiv \frac{W_c}{F_c} = 0{,}35$<br>$\alpha_q \equiv \frac{Q_c}{F_c} \equiv 0{,}40$ | $W_{c\,nom} = 350$ |
| CA | $\eta_q \equiv \frac{Q_a}{F_a} = 0{,}80$ | $Q_{a\,nom} = 400$ |
| EA | $COP_a \equiv \frac{R_a}{Q_f} = 0{,}625$ | $R_{a\,nom} = 250$ |
| EM | $COP_m \equiv \frac{R_m}{W_f} = 5{,}0$ | $R_{m\,nom} = 250$ |

Tabla 1. Parámetros técnicos.

| $p_{ec}$ | $p_{ev}$ | $p_{fc}$ | $p_{fa}$ |
|---|---|---|---|
| 0,100 | 0,080 | 0,025 | 0,020 |

Tabla 2. Precios de la energía (€/kWh).

## 3. Modelo de optimización de la operación

Para obtener el modo óptimo de operación se ha planteado un modelo de programación lineal. La función objetivo a ser minimizada es el coste variable de operación (en €/h):

$$CH = p_{fc} \bullet F_c + p_{fa} \bullet F_a + p_{ec} \bullet E_c - p_{ev} \bullet E_v + r_{ql} \bullet Q_l \quad (1)$$

sujeto a las siguientes restricciones:

*Limites de capacidad*

*cMC:* $W_c \le W_{c\,nom}$ (2)

*cCA:* $Q_a \le Q_{a\,nom}$ (3)

*cEA:* $R_a \le R_{a\,nom}$ (4)

*cEM:* $R_m \le R_{m\,nom}$ (5)

*Eficiencia de los equipos*

*eMC$_w$:* $\alpha_w \cdot F_c - W_c = 0$ (6)

*eMC$_q$:* $\alpha_q \cdot F_c - Q_c = 0$ (7)

*eCA:* $\eta_q \cdot F_a - Q_a = 0$ (8)

*eEA:* $COP_a \cdot Q_f - R_a = 0$ (9)

*eEM:* $COP_m \cdot W_f - R_m = 0$ (10)

*Ecuaciones de balance*

$$V: \quad W_c - W_{cc} - E_v = 0 \tag{11}$$

$$C: \quad W_{cc} + E_c - E_d - W_f = 0 \tag{12}$$

$$L: \quad Q_c - Q_{cc} - Q_l = 0 \tag{13}$$

$$Q: \quad Q_{cc} + Q_a - Q_d - Q_f = 0 \tag{14}$$

$$R: \quad R_a + R_m - R_d = 0 \tag{15}$$

*Restricciones de demanda* (se muestran las restricciones para el Ejemplo $EjC_7$)

$$ED: \quad E_d = 200 \tag{16}$$

$$QD: \quad Q_d = 600 \tag{17}$$

$$RD: \quad R_d = 100 \tag{18}$$

El conjunto de estados factibles de operación puede clasificarse en 9 modos diferentes, según sean los flujos de electricidad comprada ($E_c$), electricidad vendida ($E_v$), calor auxiliar ($Q_a$) y calor despilfarrado ($Q_l$). Estos modos de operación quedan definidos por la Tabla 3.

Los resultados que aquí se presentan han sido obtenidos utilizando la aplicación informática LINGO [11] que incluye un lenguaje algebraico para formular programas lineales y algoritmos de optimización para resolverlos. Dadas las demandas energéticas a ser satisfechas, LINGO resuelve el modelo anterior y determina el estado de operación factible con el mínimo coste variable de operación. Un resumen de resultados (demanda, flujos y coste horario) obtenidos con LINGO para tres ejemplos $EjC_3$, $EjC_4$ y $EjC_7$ que corresponden a modos de operación diferentes ($C_3$, $C_4$ y $C_7$) se presenta en la Tabla 4.

| | $E_c > 0$ y $E_v = 0$ | $E_c = 0$ y $E_v = 0$ | $E_c = 0$ y $E_v > 0$ |
|---|---|---|---|
| $Q_a > 0$ y $Q_l = 0$ | $C_1$ | **$C_4$** | **$C_7$** |
| $Q_a = 0$ y $Q_l = 0$ | $C_2$ | $C_5$ | $C_8$ |
| $Q_a = 0$ y $Q_l > 0$ | **$C_3$** | $C_6$ | $C_9$ |

Tabla 3. Modos de operación.

| | | $EjC_3$ | $EjC_4$ | $EjC_7$ |
|---|---|---|---|---|
| $E_d$ | kW | 400 | 330 | 200 |
| $Q_d$ | kW | 100 | 600 | 600 |
| $R_d$ | kW | 100 | 100 | 100 |
| **$E_c$** | **kW** | **50** | **0** | **0** |
| **$E_v$** | **kW** | **0** | **0** | **130** |
| **$F_c$** | **kW** | **1000** | **1000** | **1000** |
| **$F_a$** | **kW** | **0** | **250** | **250** |
| **$W_c$** | **kW** | **350** | **350** | **350** |
| **$Q_c$** | **kW** | **400** | **400** | **400** |
| **$W_{cc}$** | **kW** | **350** | **350** | **220** |
| **$W_f$** | **kW** | **0** | **20** | **20** |
| **$Q_l$** | **kW** | **140** | **0** | **0** |
| **$Q_{cc}$** | **kW** | **260** | **400** | **400** |
| **$Q_a$** | **kW** | **0** | **200** | **200** |
| **$Q_f$** | **kW** | **160** | **0** | **0** |
| **$R_a$** | **kW** | **100** | **0** | **0** |
| **$R_m$** | **kW** | **0** | **100** | **100** |
| ***CH*** | ***€/h*** | ***30,00*** | ***30,00*** | ***19,60*** |

Tabla 4. Flujos de energía y coste variable.

## 4. Análisis termoeconómico

### 4.1 Costes marginales

El análisis termoeconómico fue realizado para los ejemplos de operación óptima mostrados en la Tabla 4. Los flujos energéticos correspondientes a la operación con mínimo coste variable para cada ejemplo se muestran en las Figuras 3, 4, y 5.

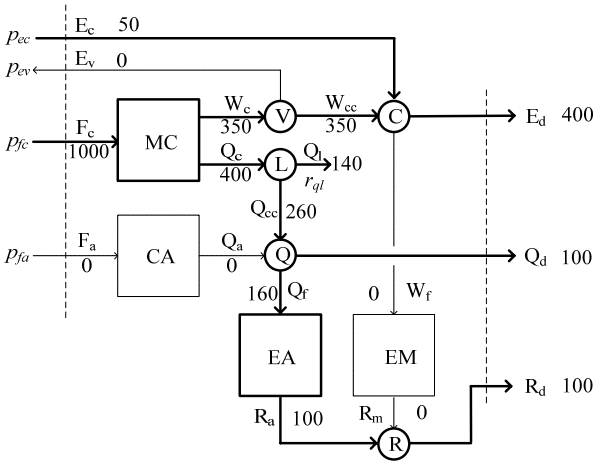


Figura 3. Flujos energéticos para el ejemplo $EjC_3$.

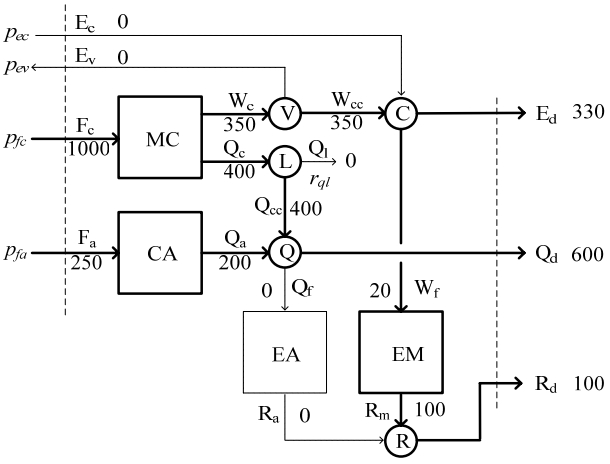


Figura 4. Flujos energéticos para el ejemplo $EjC_4$.

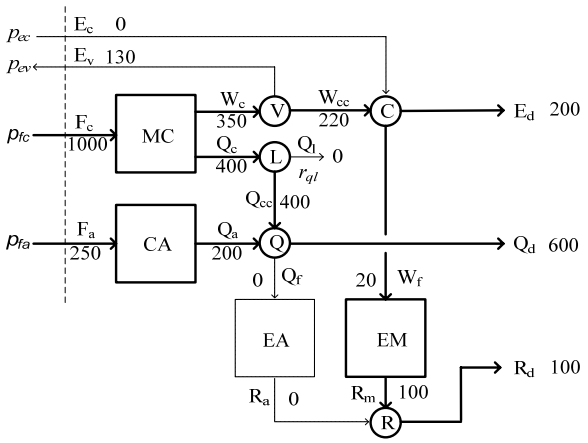


Figura 5. Flujos energéticos para el ejemplo $EjC_7$

En el informe de solución proporcionado por el programa LINGO para el modelo presentado en el apartado anterior, aparece además del valor de todas las variables el precio dual para cada restricción. El precio dual de una restricción se puede interpretar como la cantidad en que aumentaría el valor de la función objetivo del programa óptimo si el término libre o valor constante de la restricción fuese aumentado en una unidad. Si una restricción expresa la cantidad producida de un flujo, entonces su precio dual puede ser interpretado como el coste marginal de producir dicho flujo. Los precios duales se denominan también *precios sombra*, porque indican cuanto se estaría dispuesto a pagar por cada unidad adicional de un recurso específico. La Tabla 5 muestra los costes marginales para los productos finales (precios duales de las restricciones de demanda: Ecuaciones 16, 17 y 18).

| | $\lambda_{Ed}$ | $\lambda_{Qd}$ | $\lambda_{Rd}$ |
|---|---|---|---|
| $EjC_3$ | 0,100 | 0 | 0 |
| $EjC_4$ ($E_d$ $R_d$ +) | 0,100 | 0,025 | 0,020 |
| $EjC_4$ ($E_d$ $R_d$ -) | 0,080 | 0,025 | 0,016 |
| $EjC_7$ | 0,080 | 0,025 | 0,016 |

Tabla 5. Costes marginales de los productos finales (€/kWh).

El conocimiento de los precios duales y costes marginales es importante por dos motivos: i) para identificar las restricciones de operación a superar para mejorar el resultado económico, y ii) para reaccionar automáticamente cuando las circunstancias externas de operación (precios de los recursos y cantidades demandadas de productos) cambian. Los costes marginales, según Ranade y Robert [12], aportan información importante para optimizar el diseño y operación de sistemas energéticos. Las figuras 6 a 8 muestran los costes marginales asociados a los modos de operación $EjC_3$, $EjC_4$ y $EjC_7$.

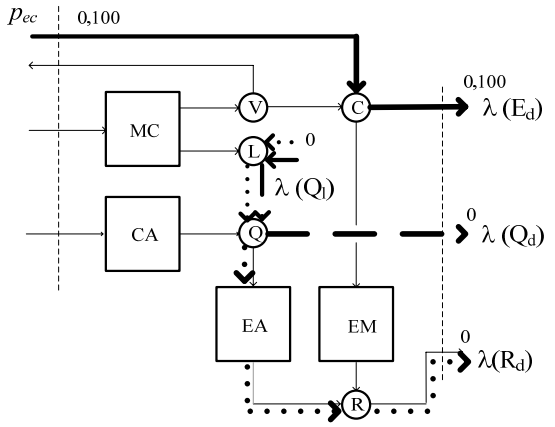


Figura 6. Costes marginales para $EjC_3$.

La Figura 6 explica gráficamente el sentido (origen) de los costes marginales obtenidos para los productos finales en el ejemplo $EjC_3$; o sea, cómo los equipos operarán para producir una unidad adicional de productos finales. En este caso el modulo de cogeneración funciona a plena carga y se compra electricidad; por tanto si una unidad adicional de electricidad es demandada, solo podrá ser obtenida comprándola a la red eléctrica al precio ($\lambda_{Ed} = p_{ec}$). Además como parte del calor cogenerado se despilfarra $Q_l > 0$, podría ser empleado para atender gratuitamente demandas adicionales de calor y/o frío ($\lambda_{Qd} = \lambda_{Rd} = 0$); es decir, una parte del calor antes despilfarrado $Q_l$ podrá ser aprovechado para atender directamente la demanda de calor o indirectamente la de frío a través de la enfriadora de absorción.

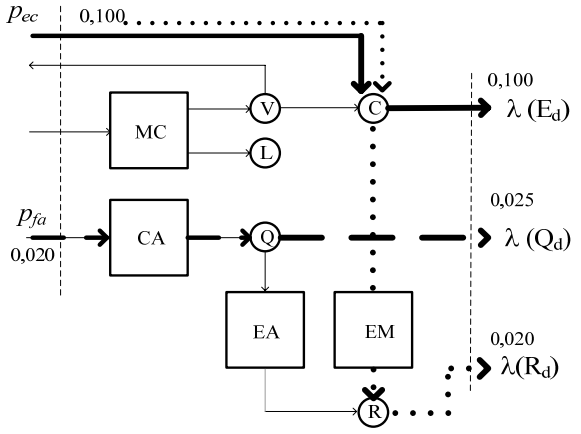


Figura 7. Costes marginales para $EjC_4$ ($E_d$ $R_d$+).

La Figura 7 explica los costes marginales para el ejemplo $EjC_4$, en el que $E_c = E_v = 0$. Si una unidad adicional de electricidad es requerida, será atendida vía electricidad comprada ($\lambda_{Ed} = p_{ec}$). El calor adicional será producido vía caldera auxiliar ($\lambda_{Qd} = p_{fa}/\eta_q$), y el frío adicional será producido en la enfriadora mecánica vía electricidad comprada ($\lambda_{Rd} = p_{ec}/COP_m$).

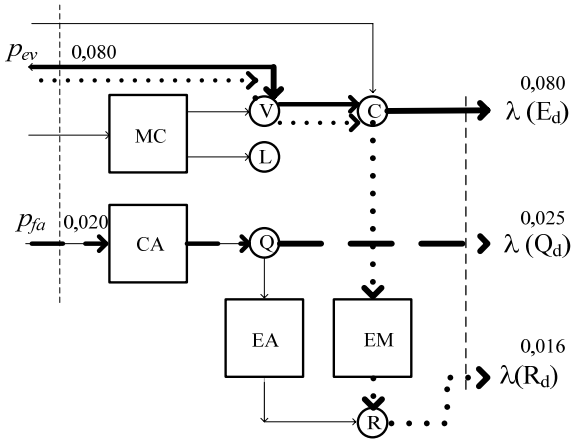


Figura 8. Costes marginales para $EjC_7$.

La Figura 8 explica cómo se satisfarán las unidades adicionales de demanda en el modo de operación correspondiente al ejemplo $EjC_7$, en el que se produce más electricidad que la consumida para venderla a la red. Para consumir una unidad adicional de electricidad, se dejará de venderla al mercado por lo que su coste marginal es el precio de venta ($\lambda_{Ed} = p_{ev}$). La unidad adicional de calor será producida por la caldera auxiliar ($\lambda_{Qd} = p_{fa}/ \eta_q$). Para producir una unidad adicional de frío, se dejará de vender la electricidad capaz de producirla vía maquina de refrigeración mecánica ($\lambda_{Rd} = p_{ev} / COP_m$).

### 4.2 Coste marginal y modo de operación

El ejemplo $EjC_4$ posee la particularidad de corresponder a un modo de operación límite ó frontera como es el $C_4$. Justo cuando la demanda de electricidad es $E_d$ = 330 kW la solución óptima corresponde a no comprar ni vender. Dadas las condiciones de mercado y demanda, el modulo de cogeneración funciona a plena carga; por tanto un aumento de demanda o consumo de electricidad se cubrirá comprando a la red mientras que una disminución permitirá vender. Como todo el frío demandado se produce consumiendo electricidad en la enfriadora mecánica, una demanda adicional de frío implicará comprar energía eléctrica mientras que una disminución nos permitirá vender la electricidad que dejamos de consumir. La Figura 8 también explica cómo dejaran de producirse las unidades de demanda en el modo de operación correspondiente al ejemplo $EjC_4$ ($E_d$ $R_d$ -).

Vemos pues la relación intima que existe entre el coste marginal de los productos obtenidos y el modo en que opera el sistema de trigeneración. Para dejar esta relación más clara se presentan a continuación, en la Tabla 6 y Figura 9, los resultados correspondientes a la operación optima cuando fijadas las demandas de calor $Q_d$ = 600 kW y frío $R_d$ = 100 kW, se modifica la demanda de electricidad $E_d$ desde 0 hasta 600 kW. En la Tabla 6 se presentan los flujos de energía que varían (el resto son iguales a los indicados para el $EjC_7$ en la Tabla 4 y en la Figura 5).

| $E_d$ (kW) | $E_v$ (kW) | $E_c$ (kW) | $W_{cc}$ (kW) | CH (€/h) |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 330 | 0 | 20 | 3,60 |
| 100 | 230 | 0 | 120 | 11,60 |
| 200 ($EjC_7$) | 130 | 0 | 220 | 19,60 |
| 300 | 30 | 0 | 320 | 27,60 |
| **330 ($EjC_4$)** | **0** | **0** | **350** | **30,00** |
| 400 ($EjC_1$) | 0 | 70 | 350 | 37,00 |
| 500 | 0 | 170 | 350 | 47,00 |
| 600 | 0 | 270 | 350 | 57,00 |

Tabla 6. Operación óptima en función de la demanda de electricidad ($Q_d$ = 600 kW, $R_d$ = 100 kW).

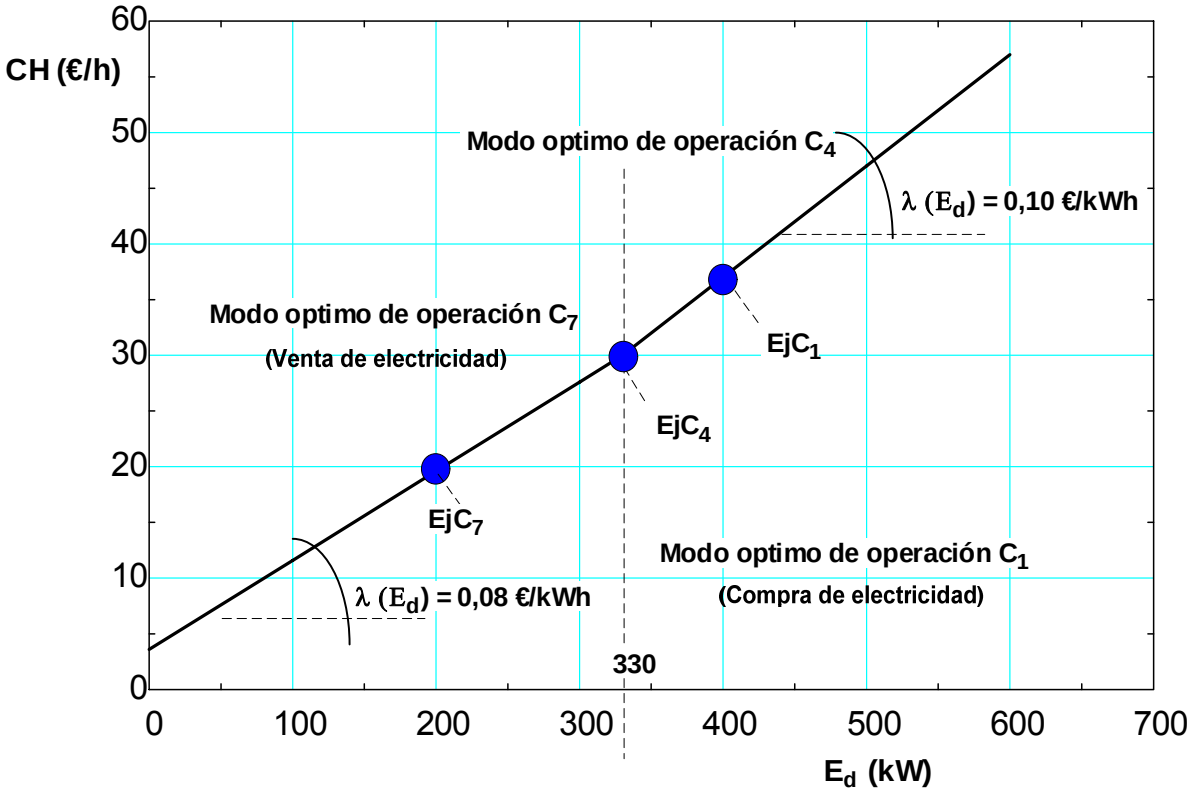


Figura 9. Coste horario en función de la demanda de electricidad ($Q_d$ = 600 kW, $R_d$ = 100 kW).

### 4.3 Costes internos

El coste marginal de los flujos internos del sistema simple de cogeneración pueden ser obtenidos interpretando los precios duales correspondientes a las restricciones (2) a (15) del modelo de optimización. En la Tabla 7 se muestran los precios duales proporcionados por LINGO para el programa lineal de minimización del coste variable de producción correspondiente al ejemplo $EjC_7$.

| Restricción | | | λ (€/kWh) |
|---|---|---|---|
| Limites de capacidad | | | |
| cMC: | $W_c \le W_{c\,nom}$ | (2) | - 0,037 |
| cCA: | $Q_a \le Q_{a\,nom}$ | (3) | 0 |
| cEA: | $R_a \le R_{a\,nom}$ | (4) | 0 |
| cEM: | $R_m \le R_{m\,nom}$ | (5) | 0 |
| Eficiencia de los equipos | | | |
| $eMC_w$: | $\alpha_w \cdot F_c - W_c = 0$ | (6) | 0,043 |
| $eMC_q$: | $\alpha_q \cdot F_c - Q_c = 0$ | (7) | 0,025 |
| eCA: | $\eta_q \cdot F_a - Q_a = 0$ | (8) | 0,025 |
| eEA: | $COP_a \cdot Q_f - R_a = 0$ | (9) | 0,016 |
| eEM: | $COP_m \cdot W_f - R_m = 0$ | (10) | 0,016 |
| Ecuaciones de balance | | | |
| V: | $W_c - W_{cc} - E_v = 0$ | (11) | 0,080 |
| C: | $W_{cc} + E_c - E_d - W_f = 0$ | (12) | 0,080 |
| L: | $Q_c - Q_{cc} - Q_l = 0$ | (13) | 0,025 |
| Q: | $Q_{cc} + Q_a - Q_d - Q_f = 0$ | (14) | 0,025 |
| R: | $R_a + R_m - R_d = 0$ | (15) | 0,016 |
| Restricciones de demanda | | | |
| ED: | $E_d = 200$ | (16) | 0,080 |
| QD: | $Q_d = 600$ | (17) | 0,025 |
| RD: | $Q_d = 600$ | (18) | 0,016 |

Tabla 7. Precios duales de las restricciones para $EjC_7$.

De acuerdo con la teoría de optimización, si f(x) es la función objetivo del programa y g(x) = b una restricción activa del mismo en el óptimo, el precio dual λ de la restricción cabe interpretarlo como la derivada de la función objetivo f con respecto al parámetro b de la restricción activa. Es decir

$$\lambda = (\delta f^{*} / \delta b) \qquad (19)$$

El superíndice $^{*}$ en la formula anterior expresa que f*(b) corresponde a la trayectoria del valor de la función objetivo para las soluciones optimas cuando varia b. En nuestro problema de optimización de la operación de un sistema simple de trigeneración, f es el coste horario CH en €/h, y todas las restricciones g expresan flujos de energía en kW, por lo cual los precios duales tienen unidades de €/kWh.

Veamos algunos ejemplos de interpretación de los precios duales.

Tómese la restricción (2) cMC: $W_c \leq W_{c\ nom}$ , correspondiente al modulo de cogeneración, que en el caso $EjC_7$ es la única restricción de capacidad activa en el óptimo. Reescribiéndola en la forma g(x) = b, resulta cMC: $W_c = 350$, siendo 350 kW la producción nominal del motor. Supóngase que por alguna razón (variación de las condiciones atmosféricas, degradación del aceite lubricante, etc.) la capacidad de producir electricidad del motor disminuye en 2 kW; entonces el coste horario aumentaría aproximadamente en 0,074 €/h:

$$\Delta CH^{*} \cong \lambda(cMC) \cdot \Delta b(cMC) = - 0{,}037 \cdot (-2) = 0{,}074$$

Interpretación: el modulo de cogeneración dejaría de producir 2 kW de electricidad y 2,29 kW de calor ($2\ \alpha_q/\alpha_w$). La disminución del consumo de combustible del motor provocaría un ahorro de 0,143 €/h ($2\ p_{fc}/\alpha_w$). La electricidad dejaría de venderse con una disminución de ingresos de 0,160 €/h ($2 \cdot p_{ev}$). El calor debería producirse con la caldera a un coste de 0,057 €/h ($2{,}29\ p_{fa}/\eta_q$). El coste total resultante sería por tanto de 0,074 (0,160 + 0,057 – 0,143).

Considérese ahora la restricción (8) eCA : $\eta_q \cdot F_a - Q_a = 0$, correspondiente a la producción de la caldera auxiliar. Supóngase que por un mal calorifugado se pierden 5 kW del calor producido, entonces la restricción debería escribirse eCA : $\eta_q \cdot F_a - Q_a = 5$, significando que la caldera aumentaría su consumo de combustible para compensar la pérdida. A partir del precio sombra de la restricción el coste puede estimarse en 0,125 €/h:

$$\Delta CH^{*} \cong \lambda(eCA) \cdot \Delta b(eCA) = 0{,}025 \cdot 5 = 0{,}125$$

Finalmente, obsérvese que, los precios sombra de las restricciones correspondientes a los balances de energía, pueden interpretarse de modo inmediato como costes marginales de los servicios energéticos demandados.

## 5. Aplicación al diseño

Para diseñar un sistema energético, hay que considerar simultáneamente i) las tecnologías y equipos a instalar; ii) las demandas a satisfacer y los precios energéticos, y iii) la operación óptima considerándose la posibilidad de operar los equipos instalados a carga total/parcial. En este trabajo se ha descrito un modelo de programación lineal capaz de resolver el problema del modo óptimo de operación basado en el coste variable mínimo y una metodología de análisis termoeconómico de resultados.

Tanto el modelo de optimización como la metodología de análisis pueden extenderse para considerar el coste total anual que incluye tanto los costes variables de facturación energética (dependiendo de la demanda a ser atendida en cada periodo de operación *PO* y de los precios de mercado de combustible y electricidad en cada periodo) como los costes de amortización de la inversión necesaria para la nueva planta a diseñar (que dependen de la potencia de cada tecnología instalada *TI* y del factor de amortización anual *fa*). Es decir, la función objetivo será

$$fa \cdot \sum_{i}^{NTI} Inversión\,(Potencia) + \sum_{j}^{NPO} CH_j\,(Demanda, \Pr ecios\,de\,Mercado)$$

En este trabajo sólo se ha contemplado la segunda parte de este objetivo: como minimizar los costes asociados a la operación de un sistema de trigeneración previamente dimensionado (la primera parte del objetivo se considera constante). Pero puede considerarse también como un paso previo obligado de las metodologías para la toma de decisiones de proyecto y diseño de nuevos sistemas de trigeneración.

## 6. Conclusiones

Este trabajo muestra las características de los diferentes modos de operación de un sistema simple de trigeneración. El modelo de programación lineal desarrollado permite determinar el modo óptimo de operación correspondiente al mínimo coste variable. Se presentaron y analizaron los resultados correspondientes a diferentes demandas de servicios energéticos. y modos de operación. Se demostró como el análisis termoeconómico permite: explicar el porqué del modo óptimo de producción, obtener el coste marginal de flujos internos y productos finales, desentrañar el proceso de formación del coste marginal de los productos y valorar el impacto económico de cambios en la demanda o condiciones de operación de los equipos. El análisis termoeconómico también sirve de ayuda en el desarrollo de metodologías eficaces para el diseño de nuevas plantas y para readaptar la operación de plantas existentes a nuevas condiciones de demanda y precios de mercado.

## Referencias

[1] Directiva 2002/91/CE relativa a la eficiencia energética de los edificios. Diario Oficial de la CE, 4.1.2003, L1, pp. 65-71.

[2] Real Decreto 616/2007 sobre el fomento de la cogeneración. Boletín Oficial del Estado, 12.05.2007, pp. 20605-20609.

[3] Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración. Diario Oficial de la UE, 21.2.2004, L52, pp. 50-60.

[4] Ziher D. and Poredos R.Z., "Combined cooling, heating and power: a review", *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol 32, 2006, pp. 459-495.

[5] Wu D.W. and Wang A., "Economics of a trigeneration system in a hospital", *Applied Thermal Engineering*, Vol 26, 2006, pp. 680-687.

[6] Lozano M.A. and Valero A., "Theory of the Exergetic Cost", *Energy*, Vol. 18, 1993, pp. 939-960.

[7] Lozano M.A. y Ramos J., "Selección óptima de tecnologías para sistemas energéticos del sector Residencial-Comercial", *Anales de Ingeniería Mecánica*, Vol. 14, 2000, pp. 2509-2514.

[8] Gaggioli R.A., "Second Law Analysis for Process and Energy Engineering", *In Efficiency and Costing, ACS Symposium Series 235*, 1983, pp. 3-50.

[9] El-Sayed Y.M. and Tribus M. "The strategic use of Thermoeconomic analysis for process improvement", *Proceedings of the AIChE Meeting*, Detroit, August, 1981.

[10] Lozano M. A., Carvalho M., Ramos J. and Serra, L. "Thermoeconomic analysis of simple trigeneration systems", *Proceedings of the 21st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Krakow, 2008.

[11] LINGO *The modeling language and optimizer*, LINDO systems (www.lindo.com), 2007.

[12] Ranade S.M. and Robert W.E., "Marginal Utility Cost Concept Helps Maximize Plant Efficiency", *POWER*, 1987, pp. 49-52.

## Agradecimientos

Este trabajo ha sido desarrollado dentro del Proyecto de Investigación ENE2007-67122. Monica Carvalho tiene el apoyo del Programa Alβan, el Programa de becas de alto nivel de la Unión Europea para la América Latina, beca nº E06D100314BR.

**Correspondencia** (Para más información contacte con):

Monica Carvalho
Departamento de Ingeniería Mecánica. Área de Máquinas y Motores Térmicos.
C/ María Luna 3, 50018 Zaragoza (España).
Phone: +34 976 76 18 83
E-mail: carvalho@unizar.es