



Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería

ISSN: 0718-3291

facing@uta.cl

Universidad de Tarapacá

Chile

Concha A., Alejandro; Andalaft Ch., Alejandro; Farías F., Oscar  
GASIFICACIÓN DE CARBÓN PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: ANÁLISIS CON  
VALORACIÓN DE OPCIONES REALES

Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería, vol. 17, núm. 3, diciembre, 2009, pp. 347-359

Universidad de Tarapacá

Arica, Chile

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=77212231008>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

## **GASIFICACIÓN DE CARBÓN PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: ANÁLISIS CON VALORACIÓN DE OPCIONES REALES<sup>1</sup>**

### **COAL GASIFICATION FOR POWER GENERATION: ANALYSIS WITH REAL OPTIONS VALUATION**

**Alejandro Concha A.<sup>2</sup>    Alejandro Andalaft Ch.<sup>2</sup>    Oscar Farías F.<sup>3</sup>**

Recibido 30 de diciembre de 2008, aceptado 13 de octubre de 2009

*Received: December 30, 2008    Accepted: October 13, 2009*

#### **RESUMEN**

Se evalúa económicamente la utilización de la tecnología de gasificación de carbón en la generación de energía eléctrica, utilizando información secundaria y el enfoque de valoración de opciones reales mediante árboles binomiales de 2 variables. Se analiza el caso de adaptar una central existente de gas natural de ciclo combinado (NGCC) para la utilización de syngas a partir de carbón; en un segundo caso se evalúa la instalación de una nueva central termoeléctrica de carbón pulverizado (PC) o alternativamente una central de gasificación de carbón integrada a ciclo combinado (IGCC). En este último caso se evalúa la opción de “switching” de combustible. Para los precios de los combustibles se emplean modelos de Movimiento Browniano Geométrico No Homogéneo (IGBM) y en ambos casos estudiados se analiza en 2 escenarios de precios, incluyendo análisis de sensibilidad.

Respecto al primer caso, la adaptación a syngas de una planta NGCC es conveniente económicamente, teniendo el proyecto una alta sensibilidad respecto a la eficiencia. La sensibilidad a la inversión no es significativa, como tampoco a los gastos de operación. Respecto al segundo caso, la conveniencia económica de la planta IGCC frente a la planta PC no es clara en los escenarios de precios considerados. Pero analizada en diversas combinaciones de precios, la planta IGCC de operación flexible alternando dos combustibles puede lograr ventajas económicas. Respecto a la sensibilidad, se repiten las conclusiones mencionadas para el primer caso.

Palabras clave: Gasificación, IGCC, opciones reales.

#### **ABSTRACT**

*The use of coal gasification technology in the generation of electric power is evaluated economically. Secondary information and valuation of real options approach is used, with two variables binomial lattices. First, the retrofit of an existing natural gas combined cycle plant (NGCC) for the utilization of syngas from coal is analyzed; on the second case, an economical evaluation is realized for to compare a new Pulverized Coal plant (PC) and, alternatively, an Integrated Gasification to Combined Cycle plant (IGCC). In this last case, the fuel switching option of the IGCC plant is analyzed. For the fuel prices, Inhomogeneous Geometric Brownian Movement processes are used. In both cases, two prices scenarios are considered with sensitivity analysis.*

*Regarding the first case, adaptation to syngas in a NGCC plant is economically desirable, having the project a high sensitivity to efficiency. The sensitivity about investment is not significant, nor to the operating expenses. Concerning the second case, the economic convenience of the IGCC plant in front of the PC plant is not clear in the price scenarios considered. But analyzed in various combinations of prices, flexible operating IGCC plant alternating two fuels can achieve economic advantages. With regard to the sensitivity, conclusions mentioned in the first case are similars for the second case.*

*Keywords: Gasification, IGCC, real options.*

<sup>1</sup> Este trabajo se desarrolló con el apoyo de la Dirección de Investigación de la Universidad de Concepción, a través del proyecto DIUC 207.097.010-1.0

<sup>2</sup> Departamento de Ingeniería Industrial. Facultad de Ingeniería. Universidad de Concepción. Concepción, Chile. E-mail: aconcha@udec.cl; aandalaf@udec.cl

<sup>3</sup> Departamento de Ingeniería Mecánica. Facultad de Ingeniería. Universidad de Concepción. Concepción, Chile. E-mail: ofarias@udec.cl

## INTRODUCCIÓN

Hasta el año 1996, la generación de energía eléctrica en Chile estuvo basada en forma importante en el recurso hidráulico. A partir de agosto de 1997, se comienza a utilizar gas natural proveniente de Argentina en la zona central y luego en la zona norte, por lo que la generación de tipo térmica toma mayor participación en la matriz energética, en especial en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Al año 2006, la situación en términos de capacidad instalada de generación se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Capacidad instalada de generación en Chile a diciembre 2006, por tipo de energético y por sistema eléctrico.

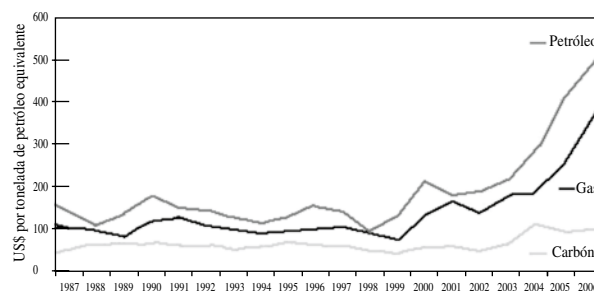
Descripción	SING (MW)	SING (%)	SIC (MW)	SIC (%)
<b>Por tipo de combustible:</b>				
Hidráulica	13	0,4	4.745	55,7
Gas natural	2.112	58,7	1.919	22,5
Carbón	1.206	33,5	938	11,0
Petróleo y derivados	266	7,4	731	8,6
Otros	0	0	178,9	2,2
<b>Por clase:</b>				
Térmica	3.583	99,6	3.767	44,3
Hidráulica	13	0,4	4.745	55,7
Totales	3.596	100	8.512	100

Fuente: Elaboración propia basada en Balance CNE.

Sin embargo, a partir del año 2004 se inicia un proceso de cortes de suministro de gas natural argentino, derivados de problemas internos en la industria gasífera de ese país. Los cortes se fueron incrementando año a año, llegando a niveles cercanos al 100% en el 2007.

Las empresas generadoras en base a gas natural tuvieron que emplear combustibles alternativos tales como el petróleo diesel. Esta restricción de suministro de gas se vio agravada por el fuerte incremento de los precios de los combustibles fósiles en el mercado internacional, producto de la alta demanda de países con fuerte crecimiento como China e India. Esto ha significado en Chile un incremento en el costo de generación de energía eléctrica, lo que complica a los sectores exportadores por la pérdida de competitividad.

El precio internacional del petróleo significó aumentos progresivos, sobrepasando los niveles de 90 US\$ el barril como promedio en el año 2007, llegando a mediados de 2008 a 145 US\$/barril [1]. Comportamiento similar ha ocurrido con respecto a los precios de gas natural. El precio Henry Hub, cuyo promedio en diciembre de 2007 fue de 7,2 US\$/mmBTU, se ha elevado a cerca de 8,4 US\$/mmBTU en enero de 2008[2]. El precio de carbón, que tradicionalmente ha tenido un comportamiento más estable, también experimentó incrementos, pero menores que el petróleo y el gas natural. La Figura 1 compara dichos precios, en toneladas de petróleo equivalentes [3].



Fuente: World Coal Institute [3].

Figura 1. Tendencias de precios de petróleo, gas natural y carbón.

La alta incertidumbre en el sector energético ha llevado, tanto a privados como al sector público, a plantear múltiples propuestas de solución. Algunas de ellas promueven el uso de recursos renovables no convencionales y otras promueven la diversificación en tecnologías y recursos energéticos definidos como convencionales pero no utilizadas plenamente en Chile. Es el caso de los incentivos y obligaciones para invertir en energías renovables no convencionales (ERNC), como también la discusión y análisis para el uso de la energía nuclear. En esta última materia existe un primer informe a solicitud de la Presidencia de la República, elaborado por una comisión denominada “Grupo de trabajo en núcleo electricidad”, que estudia dicha posibilidad con las conclusiones y recomendaciones pertinentes y de lo cual no se descarta dicha opción [4].

En los últimos años las soluciones más recurridas en Chile para generar energía eléctrica son las centrales térmicas a carbón, como se puede apreciar en la Tabla 2 [5]. Si se comparan las alternativas conocidas de generación de electricidad en base a costos (ver Tabla 3), las térmicas a petróleo y carbón se ubican en un tercer lugar después de las hidroeléctricas y la nuclear.

Tabla 2. Centrales generadoras en construcción en SIC 2007-2010 y obras recomendadas para SING.

Fecha de entrada	Obras en construcción	Potencia (MW)
Octubre 2007	Ciclo combinado GNL San Isidro II (Oper. Ciclo abierto diesel)	240
Abril 2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70
Junio 2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19,4
Septiembre 2007	Central Eólica Canela	18,15
Agosto 2007	Central Hidroeléctrica Horni <sup>1</sup> tos	55
Octubre 2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32
Marzo 2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Oper. Diesel capacidad final)	358
Abril 2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9
Octubre 2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155
Marzo 2009	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Oper. GNL capacidad final)	358
Abril 2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (Capacidad final)	377
Octubre 2009	Central Carbón Guacolda III	135
Enero 2010	Central Carbón Nueva Ventanas	242

Central	Potencia neta(MW)	Tipo	Fecha puesta en servicio	Costo unitario de inversión (US\$/kW)
Mejillones I	200	Térmica-Carbón	Julio 2010	1.500
Mejillones D	200	Térmica-Carbón	Jubo 2010	1.500
Tarapacá I	200	Térmica-Carbón	Julio 2013	1.500
Diesel I	50	Térmica-Diesel	Julio 2014	499
Tarapacá II	200	Térmica-Carbón	Abril 2015	1.500
Mejillones III	200	Térmica-Carbón	Enero 2017	1.500

Fuente: Comisión Nacional de Energía [5].

Tabla 3. Costos de generación eléctrica con recursos renovables y no renovables.

Tecnología de generación	Costo de generación eléctrica <sup>1</sup> centUS\$/kWh	Costo de generación eléctrica <sup>2</sup> centUS\$/kWh
Hidráulica de embalse	4,6-9	3,0
Hidráulica de pasada	2,5-8,3	3,1
Nuclear	4,6-6,6	4,3
Térmica a gas natural	5-6,6	4,5-8,0
Térmica a petróleo	5,8-11	
Térmica diesel	20-83 (motor)	18 (turbina)
Térmica a carbón (vapor)	4,2-5,4	3,8-4,5
Térmica a biomasa	4,6-15,6	4,0-20
Geotérmica	5,4-7,9	4,0-4,5
Eólica	5,1-11,6	4,0-20
Fotovoltaico	6,6-25	20-40

<sup>1</sup> Adaptado de [6].<sup>2</sup> Basado en [7].

Si se compara la tecnología de central térmica a carbón pulverizado (PC) y la tecnología de gasificación de carbón integrada a ciclo combinado (IGCC), esta última es económicamente competitiva con la primera, pero presenta ventajas desde el punto de vista medioambiental [8]. La Tabla 4 detalla los costos de estas dos alternativas y la Tabla 5 compara los impactos ambientales entre una planta de gas natural con ciclo combinado (NGCC) y una planta IGCC.

Tabla 4. Costo de generación eléctrica con combustión de carbón e IGCC (centUS\$/kWh).

	2006		2010-2015	
	PC	IGCC	PC	IGCC
COE(*) sin captura de CO <sub>2</sub> (centUS\$/kWh)	3,5-4,4	4,4-4,9	3,0-4,1	3,0-4,1
COE con captura de CO <sub>2</sub> (centUS\$/kWh)	6,3-7,9	5,7-6,4	3,6-4,9	3,3-4,5

(\*) COE: Costo de la energía en centUS\$/kWh.

Fuente: Wong and Whittingham [8].

Tabla 5. Parámetros medioambientales.

	PC	IGCC	NGCC
CO <sub>2</sub> Kg/MWh	1.000	735	400
SO <sub>2</sub> Kg/MWh	1,6	~0	~0
NO <sub>x</sub> Kg/MWh	2,1	0,25-0,45	0,12
Partículas Kg/MWh	0,5	~0	~0

Fuente: Wong and Whittingham [8].

En Chile, las principales obras en construcción y recomendadas para generación eléctrica son centrales termoeléctricas a carbón, tal como se detalla en la Tabla 2. Sin embargo, de lo observado en las Tablas 4 y 5, la tecnología IGCC es una alternativa viable económicamente y de bajo impacto ambiental, con la ventaja de operar con diversos tipos de combustibles. Por lo anterior, uno de los principales objetivos del trabajo es analizar desde el punto de vista económico la tecnología IGCC y su potencial de aplicación en Chile.

Los precios crecientes y con mayor volatilidad del petróleo y gas natural llevaron a diversos países a utilizar la gasificación del carbón. En la actualidad existen alrededor de 117 plantas de gasificación con 385 gasificadores operando alrededor del mundo, con 35 proyectos adicionales en varios estados de desarrollo. De las 117, un 39% generan combustible, 19% generan electricidad y 42% productos químicos. Además, el 49% de las 117 plantas usan carbón y un 36% usan petcoke. La capacidad instalada total de plantas de gasificación suma 24.000 MW en electricidad, con un crecimiento anual de alrededor 10%. La concentración mayor de recursos de gasificación en el mundo está centrada en las plantas de Sasol en Sudáfrica, que contabilizaba el 31% del total de capacidad mundial a fines de 1999 [9].

Los principales componentes y flujos de materia y energía de una planta IGCC se describen en la Figura 2.

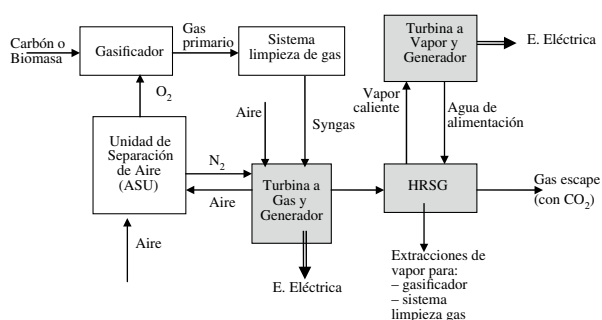


Figura 2. Planta IGCC y principales componentes.

El carbón es gasificado a alta temperatura en el gasificador, luego el gas producido es enfriado y tratado para extraer cenizas, impurezas y elementos contaminantes tales como azufre. La composición final del gas de síntesis (syngas) depende de las condiciones de presión y temperatura, que a su vez dependen de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los agentes gasificantes (aire u oxígeno, vapor de agua) empleados.

El gas de síntesis es llevado a la turbina a gas en una primera etapa. Los gases de combustión calientes son aprovechados en generar vapor en la unidad recuperadora de calor HRSG, vapor que es utilizado para accionar la turbina de vapor. De la unidad recuperadora se extrae vapor para el proceso de gasificación y para el sistema de limpieza de gas. Uno de los componentes importantes en una planta de gasificación es la unidad de separación de aire (ASU), que provee oxígeno para el proceso de gasificación, mejorando la eficiencia.

Una planta IGCC posee diversas ventajas, a mencionar:

- Alta eficiencia (en comparación con otras tecnologías de generación que usan carbón).
- Flexibilidad en la alimentación, ya que puede utilizar carbones de distintas calidades y combustibles alternativos tales como petcoke, biomasa.
- Se puede utilizar un combustible secundario.

Además de la flexibilidad en la alimentación, posee flexibilidad en la producción, lo que permite minimizar riesgos de tipo comerciales. Se puede producir:

- Energía eléctrica
- Hidrógeno
- CO<sub>2</sub>
- Metanol
- NH<sub>3</sub>
- Gasolinas

## VALORACIÓN DE OPCIONES REALES EN PROYECTOS DE ENERGÍA

Evaluar proyectos de generación eléctrica es un desafío importante, ya que deben estudiarse variados aspectos, desde la flexibilidad operacional hasta aspectos como el ajuste de un valor que refleje los riesgos no factibles de cubrir. Por ello, la evaluación requiere de sofisticadas técnicas que vayan más allá de los métodos tradicionales de flujos de caja descontados (FCD).

Evaluar apropiadamente la flexibilidad operacional de una planta de generación eléctrica requiere de una metodología que pueda evaluar el activo para todos los estados potenciales

de la naturaleza; se pueden ponderar así dichos estados en forma apropiada. Los métodos de valoración de opciones permiten abordar estos problemas [10]. Esta metodología surge de la aplicación de los enfoques de valoración de opciones financieras a problemas reales. En términos simples, una opción real es un derecho del administrador de tomar una acción, pero no una obligación. La aplicación de esta teoría de opciones al mundo real requiere de supuestos tales como retornos con distribución normal o, en forma equivalente, distribución de precios de tipo log-normal. Sin embargo, puede que este supuesto no sea válido en la distribución real de precios. En general, no se tiene idea clara acerca de la distribución potencial de valores futuros. Por estas limitaciones, algunos de los primeros trabajos en opciones reales se enfocaron en las opciones asociadas con commodities tales como minas, campos de petróleo y gas, proyectos de exploración [10].

En la medida que los mercados de energía eléctrica se fueron desregulando, el enfoque de opciones reales se fue aplicando a la producción o generación. Una excelente síntesis de la evolución del enfoque de opciones reales lo hace Fernández [11]. Revisión de los diversos métodos y técnicas de cálculo se detallan en [12] y [13].

Existe una diversidad de aplicaciones del enfoque de valoración de opciones reales en proyectos energéticos. Fleten y Näsäkkälä [14] analizan inversiones en plantas de turbinas a gas bajo condiciones estocásticas de precios de electricidad y gas natural. Aplican un modelo de 2 factores para el proceso de precio, permitiendo el análisis del valor de la flexibilidad operacional, la oportunidad de vender y abandonar los activos de capital, así como también encontrar umbrales de los precios de energía para los cuales las inversiones sean convenientes. Abadie y Chamorro [15] analizan la valoración de opciones al incorporar flexibilidad de una planta de energía IGCC. Primero utilizan como caso base la oportunidad de invertir en una planta de gas natural de ciclo combinado, derivando la regla óptima de inversión como una función del precio de combustible y de la vida remanente del derecho de invertir. En segundo lugar, estudian la valoración de una planta IGCC, con costos de cambio entre estados y la elección del mejor modo de operación. La valoración de esta planta sirve de base para obtener el valor de la opción de postergar la inversión de este tipo. Finalmente derivan el valor de la oportunidad de invertir tanto en una planta NGCC o IGCC, esto es, elegir entre una tecnología inflexible y una flexible, respectivamente. Laurikka [16] realiza un modelo de simulación, en el cual la inversión es considerada como un problema de una única empresa en un ambiente de trabajo con precios múltiples y estocásticos. El modelo de simulación se utiliza para explorar el impacto de las

transacciones de emisiones, en particular el esquema de intercambio de emisiones de la Unión Europea (EUETS) en inversiones de plantas IGCC. Presenta dos casos reales estudiados: modificaciones a una planta térmica existente con condensado de vapor y una nueva planta combinada de calor y electricidad. Chandra [17] estudia tres tecnologías de combustión de carbón en un ambiente de precio de  $\text{CO}_2$  incierto: carbón pulverizado (PC), IGCC de línea base y IGCC con pre-inversiones que la hacen menos costosa cuando se le adapta un sistema de captura de  $\text{CO}_2$ . Todas estas plantas pueden ser modernizadas para capturar  $\text{CO}_2$  y además ser consideradas “listas para captura”, aun cuando el costo y las dificultades técnicas para reacondicionar pueden variar en forma importante. Los modelos de flujos de caja para casos específicos de estas tres tecnologías fueron desarrollados de estudios de literatura. Sekar, Parson, Herzog y Jacoby [18] analizan cómo las inciertas regulaciones de carbón en EE.UU. determinan la elección actual del tipo de planta a construir. El foco está en carbón pulverizado (PC) y planta IGCC. La tecnología PC es más barata, asumiendo que no hay necesidad de control de emisiones. La tecnología IGCC puede ser más barata si el carbón pudiera ser capturado. Dado que las plantas de generación duran varios años y las futuras regulaciones son inciertas, una empresa eléctrica norteamericana enfrenta decisiones estándares bajo incertidumbre. Si se asigna suficiente probabilidad a escenarios con regulaciones más estrictas, entonces la tecnología IGCC es más conveniente.

## APLICACIONES

En este trabajo se realiza la evaluación de dos casos que tienen relación con la generación de energía eléctrica:

- Caso 1: Adaptación planta NGCC existente para la utilización de syngas de carbón o biomasa.
- Caso 2: Decisión de inversión en planta con tecnología IGCC o en planta con tecnología de carbón pulverizado (PC).

Para la evaluación, se consideran los precios de combustibles como variables aleatorias que siguen un proceso IGBM (Inhomogeneous Geometric Brownian Movement), también conocido como GBM integrado o proceso geométrico de Ornstein-Uhlenbeck, de acuerdo a lo descrito en Abadie y Chamorro [15]. Se opta por este tipo de modelo dado que los precios de subyacentes no siempre siguen un proceso estocástico tal como el GBM (Geometric Brownian Movement), especialmente el caso de activos de reversión a la media como precios de commodities no financieros. Por tal razón, los precios de gas natural y carbón serán

considerados como estocásticos, obedeciendo al proceso IGBM.

El modelo Integrado o No Homogéneo de Movimiento Browniano Geométrico (IGBM) se representa por la expresión (1)

$$dS_t = k(S_m - S_t)dt + \sigma S_t dZ_t \quad (1)$$

donde:

$S_t$  precio del combustible en el tiempo  $t$ .

$S_m$  nivel del precio de combustible al cual tiende en el largo plazo.

$k$  velocidad de reversión hacia el nivel “normal”. Puede ser calculado como  $k = \log 2 / t_{1/2}$ , donde  $t_{1/2}$  es la media-vida esperada, esto es, el tiempo para que el gap entre  $S_t$  y  $S_m$  se reduzca a la mitad.

$\sigma$  volatilidad instantánea del precio del combustible, que determina la varianza de  $S_t$  en  $t$ .

$dZ_t$  incremento de un proceso Wiener estándar. Es distribuido en forma normal con media cero y varianza  $dt$ .

### Caso 1: Adaptación planta NGCC existente

En este caso, se calcula el resultado que tendría una planta NGCC existente, adaptada con un sistema de gasificación de carbón o biomasa, y se compara con el resultado que tendría la misma planta NGCC sin modificación utilizando un gas natural licuado. En países donde se han adaptado centrales para utilizar syngas proveniente de un gasificador se ha requerido una inversión aproximada de 5 millones de dólares para la adaptación de una turbina de 350 MW [12], además de los elementos adicionales para gasificar carbón.

La comparación se hace en base al VAN diferencial. Se ha tomado la Central Atacama como referencia, localizada en Mejillones, y los datos se obtuvieron de Anuario 2007 CDEC-SING [22] y del Informe Técnico Definitivo “Fijación de Precios de Nudo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)” [5]. La Figura 2 muestra las unidades (sombreadas) que se requiere agregar a la planta NGCC: gasificador, sistema de limpieza de gas y unidad de separación de aire (ASU). Se evalúa el funcionamiento de la planta adaptada operando con carbón o alternativamente con biomasa. La planta sin modificar se evalúa utilizando gas natural licuado. La ecuación (2), desarrollada por Abadie y Chamorro [15], permite calcular el valor presente del costo de combustible ( $VP_{Comb}$ ) durante la vida útil de la planta  $\tau$ , cuyo precio sigue un proceso IGBM.

$$VP_{Comb} = B \left[ \frac{kS_m (1 - e^{-r\tau})}{r(k + \rho\sigma\phi)} + \frac{S - \frac{kS_m}{k + \rho\sigma\phi}}{r + k + \rho\sigma\phi} (1 - e^{-(r+k+\rho\sigma\phi)\tau}) \right] \quad (2)$$

El valor presente de ingresos por venta de energía eléctrica ( $VP_{Ing}$ ) y el valor presente de costos variables ( $VP_{Cvar}$ ), durante la vida útil de una planta, se calculan con las expresiones (3) y (4).

$$VP_{Ing} = A * P_e \frac{(1 - e^{-\tau(r-r_a)})}{r - r_a} \quad (3)$$

$$VP_{Cvar} = A * C_{var} \frac{(1 - e^{-\tau(r-r_a)})}{r - r_a} \quad (4)$$

Donde

$B$	Energía de combustible requerida, en GJ/año.
$A$	Producción anual de energía eléctrica, en millones de kWh.
$C_{var}$	Costos variables unitarios de operación (no combustible), en US\$/kWh.
$k$	Velocidad de reversión a la media.
$S_m$	Nivel de precio del combustible al cual tiende en el largo plazo US\$/GJ.
$S$	Precio del combustible en US\$/GJ.
$r$	Tasa libre de riesgo.
$r_a$	Tasa de crecimiento de precio de energía y costos variables.
$\tau$	Vida útil de la planta en años.
$\sigma$	Volatilidad instantánea del precio de combustible, que determina la varianza de $S_t$ en $t$ .
$\rho$	Coefficiente de correlación entre los retornos en el portafolio del mercado y el activo combustible.
$\phi$	Precio de mercado del riesgo, lo que es definido como $\phi \equiv \frac{r_m - r}{\sigma_m}$ , siendo $r_m$ el retorno esperado del portafolio de mercado y $\sigma_m$ es su volatilidad.

La evaluación se realiza en la vida restante de la central NGCC existente, que es de 22 años, utilizando una tasa libre de riesgo  $r = 5\%$  anual.

## Caso 2: Decisión de inversión en una planta con tecnología IGCC o en una planta PC

En este caso se evalúa la decisión de instalar una planta con tecnología IGCC o, alternativamente, una planta PC (carbón pulverizado) con las características que en Chile se permiten [23].

- Caldera con carbón pulverizado o lecho fluidizado circulante.
- Precipitador electrostático.
- Desulfurizador de flue gas.
- Quemadores de bajo  $\text{NO}_x$ .
- Vida útil de 30 años.

La comparación se realiza en base al VAN, considerando sus costos de inversión, los costos variables de operación (no combustible) y los costos variables de combustible. La venta de energía se considera al precio nudo según CNE.

Para el caso de la planta IGCC, se calcula el VAN con opción de cambio (switching) de combustible, dependiendo de los precios de gas natural y carbón. Para la valoración de la opción de cambio se emplea la metodología de árbol binomial desarrollada por Cox, Ross y Rubinstein [19]. Para el caso del proceso IGBM se trabaja en base al desarrollo que se presenta a continuación, explicado en Abadie y Chamorro [15]. El horizonte de tiempo  $T$  se subdivide en  $n$  pasos, cada uno de largo  $\Delta T = T/n$ . Comenzando desde un valor inicial  $S_0$  en el tiempo  $i$ , después de  $j$  incrementos positivos de tamaño  $u$ , el valor del combustible está dado por  $S_0 u^j d^{i-j}$ , donde  $d = 1/u$ . Si se considera un activo cuyo precio de riesgo neutro sigue la diferencial estocástica:

$$d\hat{S} = [k(S_m - \hat{S}) - \rho\sigma\phi\hat{S}]dt + \sigma\hat{S}dZ \quad (5)$$

y adoptando la transformación  $X = \ln\hat{S}$ , siguiendo procedimientos estándares, se puede mostrar que los movimientos hacia arriba deben ser de tamaño  $\Delta X = \sigma\sqrt{\Delta t}$ . Por lo tanto,  $u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$  y  $d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}}$ .

La probabilidad de un movimiento hacia arriba en el nodo  $(i, j)$  es:

$$p_u(i, j) = p\left(\frac{1}{2} + \frac{\hat{\mu}(i, j)\sqrt{\Delta t}}{2\sigma}\right) \quad (6)$$

$$\text{donde } p(x) = \begin{cases} 0, & \text{si } x < 0 \\ x, & \text{si } 0 \leq x \leq 1 \\ 1, & \text{si } x > 1 \end{cases}$$

siendo

$$\hat{\mu}(i, j) \equiv \frac{k(S_m - \hat{S}(i, j))}{\hat{S}(i, j)} - \rho\sigma\phi - \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (7)$$

En el caso de dos activos (combustibles) cuyos precios obedecen a los siguientes procesos de riesgo neutro:

$$d\hat{S}_1 = \left[ k_1(S_{m1} - \hat{S}_1) - \rho_1\sigma_1\phi\hat{S}_1 \right]dt + \sigma_1\hat{S}_1dZ_1 \quad (8)$$

$$d\hat{S}_2 = \left[ k_2(S_{m2} - \hat{S}_2) - \rho_2\sigma_2\phi\hat{S}_2 \right]dt + \sigma_2\hat{S}_2dZ_2 \quad (9)$$

donde  $dZ_1dZ_2 = \rho_{12}dt$

Además, definiendo  $\Delta X_1 = \sigma_1\sqrt{\Delta t}$  y  $\Delta X_2 = \sigma_2\sqrt{\Delta t}$ , las probabilidades conjuntas se calculan según las ecuaciones (10), (11), (12) y (13).

$$p_{uu} = \frac{\Delta X_1\Delta X_2 + \Delta X_2\hat{\mu}_1\Delta t + \Delta X_1\hat{\mu}_2\Delta t + \rho\sigma_1\sigma_2\Delta t}{4\Delta X_1\Delta X_2} \quad (10)$$

$$p_{ud} = \frac{\Delta X_1\Delta X_2 + \Delta X_2\hat{\mu}_1\Delta t - \Delta X_1\hat{\mu}_2\Delta t - \rho\sigma_1\sigma_2\Delta t}{4\Delta X_1\Delta X_2} \quad (11)$$

$$p_{du} = \frac{\Delta X_1\Delta X_2 - \Delta X_2\hat{\mu}_1\Delta t + \Delta X_1\hat{\mu}_2\Delta t - \rho\sigma_1\sigma_2\Delta t}{4\Delta X_1\Delta X_2} \quad (12)$$

$$p_{dd} = \frac{\Delta X_1\Delta X_2 - \Delta X_2\hat{\mu}_1\Delta t - \Delta X_1\hat{\mu}_2\Delta t + \rho\sigma_1\sigma_2\Delta t}{4\Delta X_1\Delta X_2} \quad (13)$$

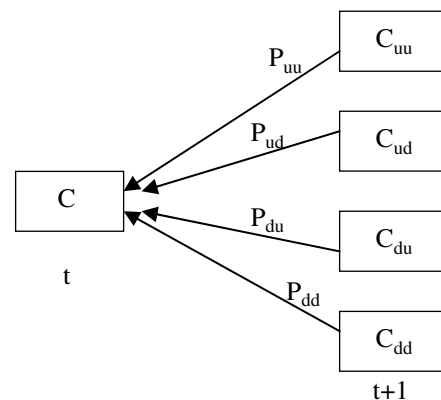


Figura 3. Nodos de un árbol binomial de 2 variables.

En un árbol binomial con dos variables estocásticas el valor de una opción  $C$  en el momento  $t_n$  depende de los 4 nodos subsecuentes en  $t_{n+1}$  multiplicados por sus respectivas



probabilidades, como se muestra en la Figura 3. Estas probabilidades se deben censurar para que sus valores queden en el rango entre 0 y 1, lo que en el caso de árboles con dos variables estocásticas existen diversos criterios y metodologías. En este caso, se emplea el método aplicado por Hahn y Dyer [20] y en Bastian, Brandao y Hahn [21], que consiste en emplear la regla de Bayes  $p(Xt \cap Yt) = p(Yt|Xt)p(Xt)$ . Calculando las probabilidades  $p_u$  y  $p_d$ , según la expresión (6), se calculan las probabilidades condicionales  $p_{u|u}$ ,  $p_{u|d}$ ,  $p_{d|u}$  y  $p_{d|d}$  según las expresiones (14), (15), (16) y (17):

$$p_{u|u} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t + \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 + \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (14)$$

$$p_{d|u} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t - \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 + \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (15)$$

$$p_{u|d} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 - \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 - \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (16)$$

$$p_{d|d} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 - \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t - \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t + \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 - \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (17)$$

Se debe cumplir que  $p_{u|u} + p_{d|u} = 1$  y  $p_{u|d} + p_{d|d} = 1$ . El cálculo de las probabilidades conjuntas, entonces, se realiza multiplicando la probabilidad condicional por la respectiva probabilidad  $p_u$  o  $p_d$ , debiéndose cumplir además que  $p_{uu} + p_{ud} + p_{du} + p_{dd} = 1$  y las probabilidades todas entre 0 y 1.

En la notación de las probabilidades conjuntas  $p_{uu}$ ,  $p_{ud}$ ,  $p_{du}$  y  $p_{dd}$ , el primer subíndice se refiere al movimiento del activo 1 y el segundo al movimiento del activo 2. Los 4 nodos en el árbol binomial de la Figura 3 se pueden dividir en sus nodos marginales y condicionales de la forma indicada en la Figura 4.

Para evaluar la flexibilidad de una planta IGCC al cambiar el modo o tipo de combustible dependiendo de sus precios, se realiza mediante la construcción de 2 árboles binomiales que incorporan dos variables aleatorias (precios de 2 combustibles) en sus cálculos. Si se comienza del tiempo  $t = 0$ , para un período de tiempo  $\Delta t$ , los beneficios del modo de operación obtenidos de la diferencia de los ingresos por venta de energía menos los costos variables de operación y el costo de combustible del período se calculan según las ecuaciones (18) y (19).

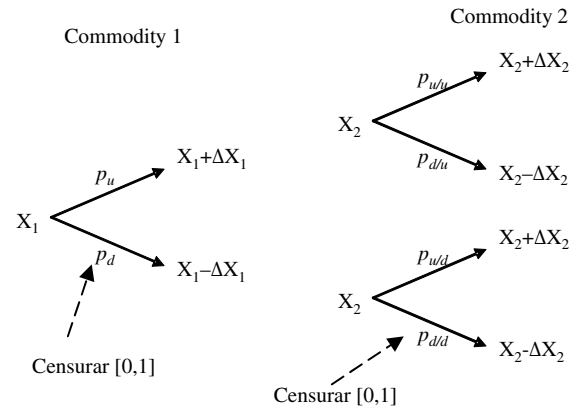


Figura 4. División de los nodos en árbol binomial con dos variables.

$$\pi_c = A \times P_c \times e^{r_a t} \frac{(1 - e^{\Delta t(r-r_a)})}{r - r_a} - B_c \Delta t S_c - A \times C_{varc} \times e^{r_a t} \frac{(1 - e^{\Delta t(r-r_a)})}{r - r_a} \quad (18)$$

$$\pi_g = A \times P_g \times e^{r_g t} \frac{(1 - e^{\Delta t(r-r_a)})}{r - r_a} - B_g \Delta t S_g - A \times C_{varg} \times e^{r_a t} \frac{(1 - e^{\Delta t(r-r_a)})}{r - r_a} \quad (19)$$

Donde

- $\pi_c$  Beneficios netos de la operación con carbón, en millones de US\$ (M US\$).
- $\pi_g$  Beneficios netos de la operación con gas natural, (M US\$).
- $S_c$  Precio actual de carbón (US\$/GJ).
- $S_g$  Precio actual de gas natural (US\$/GJ).
- $B_c$  Requerimientos de energía en modalidad carbón (GJ/año).
- $B_g$  Requerimientos de energía en modalidad gas natural (GJ/año).
- $C_{c(g,g)}$  Costo de cambio desde carbón a gas natural (US\$).
- $C_{c(g,c)}$  Costo de cambio desde gas natural a carbón (US\$).

Si inicialmente la planta IGCC consume carbón, entonces debe elegirse entre las dos opciones siguientes:

- a) **Continuar:** Se obtiene el valor presente del árbol de carbón, más las ganancias esperadas de operar en el modo carbón en ese instante.
- b) **Cambiar:** Se obtiene el valor presente del árbol de gas natural, más las ganancias esperadas de operar en el

modo gas natural en ese instante y menos los costos de cambiar desde carbón a gas natural,  $C_{c(c,g)}$

Los árboles binomiales tomarán entonces los valores según las expresiones (20) y (21).

$$V_c = \text{Max} \left( \pi_c + e^{-r\Delta t} \left( p_{uu} V_c^{++} + p_{ud} V_c^{+-} + p_{du} V_c^{-+} + p_{dd} V_c^{--} \right), \right. \\ \left. \pi_g - C_{c(c,g)} + e^{-r\Delta t} \left( p_{uu} V_g^{++} + p_{ud} V_g^{+-} + p_{du} V_g^{-+} + p_{dd} V_g^{--} \right) \right) \quad (20)$$

$$V_g = \text{Max} \left( \pi_g + e^{-r\Delta t} \left( p_{uu} V_g^{++} + p_{ud} V_g^{+-} + p_{du} V_g^{-+} + p_{dd} V_g^{--} \right), \right. \\ \left. \pi_c - C_{c(c,g)} + e^{-r\Delta t} \left( p_{uu} V_c^{++} + p_{ud} V_c^{+-} + p_{du} V_c^{-+} + p_{dd} V_c^{--} \right) \right) \quad (21)$$

Finalmente, en el tiempo  $t=0$ , el modo de operación óptimo queda determinado por  $\text{Max}(V_c, V_g)$ , lo que permite encontrar el valor de una planta IGCC con cambio de combustibles o flexible.

## RESULTADOS

Para los dos casos descritos anteriormente, se ha considerado un escenario 1 que considera precios tanto de carbón como de gas natural equivalentes al promedio del año 2006 y un escenario 2 con estimaciones de precios mayores de acuerdo a tendencias registradas a inicios del año 2008. En cuanto al precio de energía eléctrica, se ha estimado de acuerdo al valor promedio de los meses de abril y octubre del precio nudo (Antofagasta) del año 2006 para el escenario 1 y para el escenario 2, el promedio de octubre 2007 y abril 2008. La Tabla 6 detalla los precios y otros parámetros utilizados. Por otra parte, la Tabla 7 indica los parámetros técnicos de las centrales que son utilizados en las evaluaciones.

Para el caso 1, la adaptación de la planta NGCC con tecnología de gasificación de carbón obtiene un VAN diferencial negativo de -58,72 millones de dólares. La misma planta para biomasa obtiene un VAN diferencial negativo de -764,96 millones de dólares. Por lo anterior, se descarta la alternativa de biomasa y se profundiza el análisis de la adaptación hacia gasificación de carbón, por ser la alternativa más atractiva.

En el escenario 1, la planta NGCC resulta con un VAN negativo de -813,95 millones de dólares en su vida útil restante considerando su inversión total. Si se excluye la inversión, el costo total de generación de energía eléctrica en esta planta (combustible y costos variables) es de

0,06772 US\$/kWh. La planta NGCC adaptada resulta con un costo de generación de energía de 0,05922 US\$/kWh. Si se incluye la inversión incremental, se llega a 0,06983 US\$/kWh. Este último costo es 3,12% mayor del costo que logra la planta NGCC. Se estima que el máximo precio de carbón que el proyecto NGCC adaptada soporta es de 28,54 US\$/ton, nivel muy por debajo del precio de mercado.

Tabla 6. Precios de combustibles y energía, parámetros asociados en dos escenarios.

Item	Valores Esc. 1	Valores Esc. 2
Precio de gas natural:		
Precio actual, $S_0$ US\$/Mbtu	6,7	19
Precio de largo plazo, $S_m$ US\$/Mbtu	12,5	23
Volatilidad anual, $\sigma$	0,25	0,3
Velocidad de reversión a la media, $k$	0,25	0,25
Factor correlación con mercado, $\rho$	0	0
Precio del riesgo, $\Phi$	0,4	0,4
Poder calorífico, kcal/m <sup>3</sup>	9.000	9.000
precio de carbón:		
Precio actual, $S_0$ US\$/ton	56	121
Precio de largo plazo, $S_m$ US\$/ton	150	190
Volatilidad anual, $\sigma$	0,2	0,12
Velocidad de reversión a la media, $k$	0,3	0,3
Factor correlación con mercado, $\rho$	0	0
Precio del riesgo, $\Phi$	0,4	0,4
Poder calorífico, kcal/kg	5.400	5.400
Precio de biomasa:		
Precio actual, $S_0$ US\$/ton	130	150
Precio de largo plazo, $S_m$ US\$/ton	180	190
Volatilidad anual, $\sigma$	0,3	0,3
Velocidad de reversión a la media, $k$	0,1	0,1
Factor correlación con mercado, $\rho$	0	0
Precio del riesgo, $\Phi$	0,4	0,4
Poder calorífico, kcal/kg	4.200	4.200
Precio energía eléctrica, US\$/kWh <sup>1</sup>	0,0451	0,0946

<sup>1</sup> Datos basados en precio nudo publicado en CNE, equivalente en dólares.

En el escenario 2, el VAN de la planta NGCC adaptada a carbón mejora en forma importante, llegando a 1.251,03 millones de dólares, en cambio el VAN de la planta NGCC sería de -1.198 MUS\$.

Se calcula en este escenario que el máximo precio de carbón que soporta el proyecto de adaptación es de 705,39 US\$/ton, bastante superior al precio de mercado. Esta alta rentabilidad del proyecto de NGCC adaptada se debe exclusivamente al importante ahorro de costos que se logra con la inversión incremental de 295,68 millones de dólares. En términos del costo de generación de energía eléctrica, éste pasa de 0,1376 US\$/kWh en la central NGCC actual

a un costo de 0,0927 US\$/kWh, es decir, una reducción de 32,63% con la NGCC adaptada a carbón.

Tabla 7. Parámetros técnicos utilizados en caso 1.

Item	Planta NGCC sin adaptación (a gas natural)	Operación con carbón o biomasa
Potencia eléctrica, MW	298	298
Inversión específica central, US\$/kW <sup>1</sup>	616	1.518
Costo operación, en cent. euros /kWh <sup>2</sup>	0,32	1,05
Costo operación en US\$/MWh <sup>3</sup>	3,84	12,6
Eficiencia neta % <sup>4</sup>	59	49,3
Factor de utilización %	80	80
Vida útil, años	22	22

<sup>1</sup> Basado en datos de Rubin [24], ajustado por variación USA GDP deflator al 2007.

<sup>2</sup> En centavos de euro, valor promedio de datos obtenidos de Schumacher [25].

<sup>3</sup> Considera 1 euro = 1,2 US\$.

<sup>4</sup> Basado en Schumacher [25], valores promedios.

Además de los cálculos efectuados en dos escenarios, se ha realizado un análisis de sensibilidad para determinar las variables más críticas.

La Tabla 8 indica los parámetros técnicos utilizados para los cálculos y evaluaciones del caso 2. Se evalúa el VAN de una planta IGCC flexible con opción de “switching” de combustible, de una planta IGCC operando sólo con carbón y de una planta PC.

Tabla 8. Parámetros de planta PC y planta IGCC.

Item	Planta termo-eléctrica PC	Planta IGCC	
		Operación con carbón	Operación con gas natural
Potencia eléctrica, MW	298	298	298
Inv. específica, US\$/kW	1.430 <sup>(1)</sup>	1.518	1.518
Costos var. (no comb)			
US\$/MWh	7,68	12,6	12,6
Eficiencia neta %	45,3 <sup>(2)</sup>	49,3	59
Factor de utilización %	80	80	80
Vida útil, años	25	25	25

<sup>1</sup> Según [5], la inversión específica para PC es de 1.300 US\$/kW para centrales de 400 MW y de 1.500 US\$/kW para centrales 200 MW. Interpolando para 298 MW, da un valor de 1.400 US\$/kW.

<sup>2</sup> Basado en Schumacher [25].

Para una vida útil de 25 años, los resultados obtenidos son indicados en la Tabla 9. Se puede apreciar que todas las plantas resultan con VAN negativo a los precios estimados. Esto se debe a que el precio de energía considerado es bajo en relación a los precios de combustible, aunque en la práctica los ingresos de una planta son mayores por los contratos con clientes libres (no regulados).

Tabla 9. Comparación de alternativas caso 2 escenario 1.

	VAN MUS\$	CAE <sup>(1)</sup> MUS\$/año	COE <sup>(2)</sup> US\$/kWh
Planta PC	-685,40	142,22	0,0681
Planta IGCC flexible	-742,16	146,19	0,0700
Planta IGCC carbón	-753,08	146,96	0,0704

<sup>(1)</sup> Costo anual equivalente, considerando todos los costos de la planta.

<sup>(2)</sup> Costo de la energía.

Por tal razón, se incluye en la Tabla 9 la comparación solamente respecto al costo anual equivalente (CAE) y el costo de la energía (COE). La planta PC es la más conveniente, seguido de la planta IGCC flexible y en último lugar la planta IGCC carbón.

Existe una leve ventaja de la planta flexible frente a la misma planta IGCC operada sólo con carbón, debido a que el precio del gas es caro frente al precio del carbón. En este caso, el valor de la flexibilidad es de 10,92 MUS\$. Si se compara el precio de los combustibles en unidades equivalentes, los precios son  $S_0 = 2,48$  US\$/GJ y  $S_m = 6,64$  US\$/GJ para el carbón;  $S_0 = 6,35$  US\$/GJ y  $S_m = 11,84$  US\$/GJ<sup>4</sup> para el gas natural.

Para el escenario 2, las plantas resultan con VAN positivo. La planta PC obtiene 318,23 millones de dólares, en tanto que la planta IGCC a carbón obtiene 290,51 millones de dólares, al igual que la planta IGCC flexible. En este caso, no existe ventaja de la flexibilidad de la planta IGCC con combustibles alternativos, dado el alto costo de ellos.

Realizando un análisis de sensibilidad en base a variaciones de los precios de combustible, se puede valorizar la ventaja de la planta IGCC flexible frente a la IGCC de carbón. En efecto, si el precio de gas natural disminuye por debajo de 7 US\$/Mbtu, la planta flexible logra un VAN superior al

<sup>4</sup> GJ: Giga Joule.

de la planta IGCC de carbón. A modo de ejemplo, para un precio de gas de 5 US\$/Mbtu, el VAN de IGCC flexible es de 292,73 millones de dólares, en tanto que la IGCC operada sólo con carbón obtiene 291,51 MUS\$. Es decir, el valor por flexibilidad es de 1,22 MUS\$.

Además, del análisis de sensibilidad del escenario 2 se puede calcular que la planta IGCC flexible soporta un precio máximo de carbón de 270,72 US\$/ton, igual a la planta IGCC no flexible. Si el precio de gas natural fuese de 10 US\$/Mbtu, el precio de carbón máximo aumenta a 276,42 US\$/ton para la IGCC flexible. Este precio es mayor que el que soporta la planta PC, que es de 272,72 US\$/ton.

## CONCLUSIONES

Respecto al proyecto de adaptar una planta existente de gas natural (NGCC), los resultados en el contexto del escenario 1 indican que no es conveniente, ya que el VAN obtenido es negativo. El precio de carbón, para que resulte conveniente el proyecto, debiera ser menor a 28,54 US\$/ton, lo que está muy por debajo del precio de mercado y por lo tanto no viable. En el escenario 2, la situación es más favorable, dada la relación precio de energía a precio de combustible, lo que lleva al proyecto de adaptación a syngas de carbón alcanzar un VAN positivo de 1.251,03 MUS\$ y en este caso el proyecto podría soportar un precio de carbón muy por encima del precio de mercado. Excluyendo los ingresos por venta de energía y analizando únicamente los costos de generación eléctrica, los cálculos llevan a un costo de 0,0927 US\$/kWh, cercano al límite superior del rango de las centrales térmicas de gas natural, según Tabla 3.

Por otra parte, los análisis de sensibilidad efectuados para el caso 1 indican que la rentabilidad del proyecto es muy sensible respecto de las variaciones de eficiencia de la planta y con sensibilidad algo menor respecto al precio de reversión a la media ( $S_m$ ) del combustible (precio de largo plazo). Sin embargo, la sensibilidad respecto al monto de inversión incremental es poco significativa.

La ventaja que adquiere la planta NGCC adaptada (que en el caso 1 no ha sido evaluada) es la opción de utilizar gas natural como combustible de respaldo, lo que permitiría incrementar su valor.

Respecto al caso 2, escenario 1, para una vida útil de 25 años, la planta PC obtiene un VAN menos negativo que la planta IGCC. Sin embargo, si se realiza un análisis más exhaustivo, sometiendo a ambas plantas a distintas

combinaciones de precios de gas natural y de carbón, las ventajas cambian. En este escenario, la planta IGCC tiene menor costo de generación de energía respecto a la planta PC para precios de gas natural inferiores a 0,63 US\$/Mbtu. Evidentemente, esta ventaja no sería viable, dado que el mercado del gas natural no permite niveles tan bajos.

En el escenario 2, la planta PC obtiene un VAN mayor que la planta IGCC funcionando en modalidad flexible, siendo ambos VAN positivos. Sin embargo, los resultados para distintos precios de gas natural y carbón muestran que la planta IGCC flexible adquiere ventajas frente a la planta PC cuando el precio de carbón es menor que 37 US\$/ton. Si el precio de gas natural permaneciera en 10 US\$/Mbtu, la conveniencia de la planta IGCC frente a la PC se lograría para precios de carbón superiores a 250 US\$/ton. Alternativamente, si el precio de carbón permanece a 121 US\$/ton, la IGCC flexible adquiere ventaja cuando el precio de gas natural sea inferior a 2,3 US\$/Mbtu, nivel que tampoco es factible en el mercado actual. En conclusión, dados los escenarios de precio considerados, la planta PC tiene ventajas frente a la IGCC flexible.

Sin embargo, es necesario destacar que la planta IGCC tiene sus mayores ventajas frente a la planta PC en el aspecto ambiental, tal como se muestra en la tabla 5. Una planta IGCC emite menos contaminantes que la planta PC, por lo que si se valoriza este aspecto, las ventajas económicas se inclinarían más fuertemente hacia la IGCC. En un escenario de mayor estrictez en la normativa ambiental nacional, las plantas PC deberán invertir en filtros y dispositivos de tratamiento para ajustarse a las normas, aspecto que encarecería su costo.

Además de las ventajas ambientales, la tecnología de gasificación puede utilizar una variedad de combustibles, aspecto que en otras plantas como la PC no poseen. Además, como se ha mencionado anteriormente, permite una flexibilidad en la producción, ya que el syngas no solamente se puede destinar para la generación de energía eléctrica, sino también puede destinarse en la producción de otros productos tales como hidrógeno y combustibles líquidos. Esta es una ventaja que puede ser importante cuando la utilización de la planta es sólo parcial en el año.

Respecto a los escenarios de precios, se debió recurrir a estadísticas de precios internacionales para el caso de gas natural ya que los precios que rigieron durante la entrega desde Argentina no reflejaban el valor del combustible a nivel internacional. Con la perspectiva de adquirir gas natural a otros países, se trabaja entonces con índices

internacionales, tal como el Henry Hub de Estados Unidos. Para el caso de carbón, se utiliza la estadística que se publica en los anuarios de CDEC, y por lo tanto existe una buena base de que dichos precios reflejan el costo real para una central termoeléctrica. Además, dado que el carbón es 100% importado, las variaciones de precio corresponden a las fluctuaciones del mercado internacional.

Finalmente, es necesario destacar que este análisis no sería posible con la metodología tradicional de Flujo de Caja descontado, ya que ésta no contempla la toma de decisiones a lo largo del proyecto de acuerdo a cómo evolucionen los precios. La metodología de valoración de opciones reales aplicada para valorizar la opción de cambio alternado de combustible en una planta, permite estimar los umbrales de precio que hacen más conveniente una planta rígida frente a una planta flexible o viceversa. Esto también puede ser utilizado para evaluar la flexibilidad en la producción.

## REFERENCIAS

- [1] Oilnergy. "Crude Oil Price". Fecha de consulta: 14 de noviembre de 2008. URL: <http://www.oilnergy.com/hpix/1obrenty.gif>
- [2] Oilnergy. "Natural Gas Price". Fecha de consulta: 14 de noviembre de 2008. URL: <http://www.oilnergy.com/1gnymex.htm#year>
- [3] World Coal Institute. "Coal Price". Fecha de consulta: 23 de enero 1 de 2008. URL: <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=438>
- [4] Grupo de Trabajo en Núcleo Electricidad. "La opción núcleo-eléctrica en Chile". Informe Septiembre 2007 Fecha de consulta: 21 de enero de 2008. URL: <http://www.cne.cl>
- [5] Comisión Nacional de Energía. "Fijación de Precios de Nudo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Informe Técnico Definitivo. Abril 2007". Fecha de consulta: 21 de enero de 2008. URL: [http://www.cne.cl/electricidad/destacados/precio\\_octubre2007.php](http://www.cne.cl/electricidad/destacados/precio_octubre2007.php)
- [6] Canadian Electricity Association. "Power generation in Canada, a guide". 2006. Fecha de consulta: 22 de enero de 2008. URL: <http://www.canelect.ca/en/Pdfs/HandBook.pdf>
- [7] O. Farías. "Impacto de la tecnología y combustibles no convencionales en la matriz energética chilena". Presentación realizada en Reunión anual de autoridades Colegio de Ingenieros de Chile A.G. 5 de octubre de 2006.
- [8] R. Wong and E. Whittingham. "A Comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation". The Pembina Institute. 2nd Edition. Canada, pp. 7-9. November 2006.
- [9] Research Reports International. "Coal Gasification for Power Generation". 1st edition, pp. 10-13. September 2005.
- [10] J.P. St. Germain and H. Brett Humphreys. "Peaking Plant Valuation: a discounted cashflow/real option comparison". Publicado en Ronn E. (ed.) "Real Options and Energy Management". Risk Books, pp. 305-322. London 2002.
- [11] V. Fernández. "Teoría de Opciones: una síntesis". Revista de Análisis Económico. Vol. 14 N° 2, pp. 87-116. Noviembre 1999.
- [12] S. Leppard. "Options and Options Valuation Techniques", publicado en Ronn E. (ed) "Real Options and Energy Management". Risk Books, pp. 61-113. London 2002.
- [13] E. Vásquez. "Evaluación de alternativas de inversión a través de valoración por simulación de opciones reales americanas". Tesis para optar al grado de Magíster en Ingeniería Industrial. Universidad de Concepción. 2006.
- [14] S.E. Fleten y E. Näsäkkälä. "Gas Fired Power Plants: Investment Timing, Operating Flexibility and Abandonment". Arne Ryde symposium. The Nordic Electricity Market, Lund, Sweden. 3-4, October 2003. Fecha de consulta: 22 de enero de 2008. URL: <http://www.sal.hut.fi/Publications/c-index.html>
- [15] L. Abadie y J. Chamorro. "Valuing flexibility: the case of an integrated gasification combined power plant". Energy Economics. Volume 30 Issue 4, pp. 1850-1881. Julio 2008.
- [16] H. Laurikka. "Option value of gasification technology within an emissions trading scheme". Energy Policy 34, pp. 3916-3928. 2006.

- [17] R. Chandra. "Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis". Thesis Master of Science in Technology and Policy and Master of Science in Mechanical Engineering at the Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts Institute of Technology. June 2005.
- [18] R. Sekar, J. Parsons, H. Herzog y H. Jacoby. "Future carbon regulations and current investments in alternative coal-fired power plant technologies". Energy Policy Vol. 35, pp. 1064-1074. 2007.
- [19] J. Cox, S. Ross and M. Rubinstein. "Option pricing: A simplified approach". Journal of Financial Economics. Volume 7, Issue 3, pp. 229-263. September 1979.
- [20] W.J. Hahn and J.S. Dyer. "Discrete time modeling of mean-reverting stochastic processes for real option valuation". European Journal of Operational Research. Volume 184 Issue 2, pp. 534-548. January 2008.
- [21] C. Bastian, L. Brandao y W. Hahn. "Modeling Switching Options using Mean Reverting Commodity Price Models". Escuela de Negocios Universidad Católica de Rio de Janeiro. 2005. Fecha de consulta: 26 de febrero de 2008. URL: <http://www.iag.puc-rio.br/~brandao/Pesquisa/Modeling%20Switch%20Options%20with%20Mean%20Reverting%20Prices%20-%202005-23-07.pdf>
- [22] CDEC-SING. "Anuario 2006". Fecha de consulta: 26 de febrero de 2008. URL: [http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_inf\\_sing.anuario](http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.anuario)
- [23] Codelco. "Suministro Energía Eléctrica de Largo Plazo". Seminario Cámara Chileno-Australiana de Comercio (Auscham). 2 de octubre de 2007. Fecha de consulta: 18 de febrero de 2008. URL: [www.auscham.cl/ppt/CODELCO.ppt](http://www.auscham.cl/ppt/CODELCO.ppt)
- [24] E. Rubin, C. Chen and B. Rao, "Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO2 Capture and Storage" Energy Policy 35, pp. 4444-4454. 2007.
- [25] K. Schumacher y R. Sands. "Innovative energy technologies and climate policy in Germany". German Institute of Economics Research, Discussion Papers 509. Agosto 2005.