

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Alejandro Concha A, Oscar Farías F, Alejandro andalaf Ch¹.

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; un segundo caso, para encontrar reglas de inversión óptimas una nueva central termoeléctrica de carbón pulverizado (PC) o una central de gasificación de carbón integrada a ciclo combinado (IGCC).

En este último caso, se evalúa la opción de "switching". 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 analizado en diversas combinaciones de precios, la planta IGCC de operación flexible alternando dos combustibles puede lograr ventajas económicas. Respecto a la sensibilidad, se repite las conclusiones

mencionadas para el primer caso. Finalmente, se sugieren varias líneas de trabajo en relación con el tema.

Palabras claves: Gasificación - IGCC - Opciones Reales

ABSTRACT

Based on the problematic that concerns the electrical chilean sector and its possible solutions, the utilization 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; the second case consist of finding ideal rules of investment decisions, comparing a new Pulverized Coal plant (PC) and an Integrated Gasification to Combined Cycle plant (IGCC). In this last case, the switching option of the IGCC plant is analyzed. For the fuel prices, Inhomogeneous Geometric Brownian Movement processes are used. In both cases, two prices sceneries are considered with sensitivity analysis too.

The principal results of the first case are: it is economically convenient the adjustment to syngas of an existing NGCC plant. The project is highly sensible to the resultant efficiency. The sensibility regarding to the investment is not significant, as the operational expenses. About the second case, the economic advantages of the IGCC plant compared to a PC plant are not clear with the prices sceneries considered. Nevertheless, analyzed in diverse prices contexts, the IGCC plant can acquire important advantages based on the

¹ 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. Departamento de Ingeniería Industrial. Facultad de Ingeniería. Universidad de Concepción. Concepción, Chile. E-mail: aconcha@udec.cl; andalaf@udec.cl. Departamento de Ingeniería Mecánica. Facultad de Ingeniería. Universidad de Concepción. Concepción, Chile. E-mail: ofarias@udec.cl

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

two fuels switching. Regarding the sensibility, conclusions mentioned in the first case are the same. Finally, several lines of work related to the topic are suggested.

Keywords: Gasification – IGCC – Real options

INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica en Chile está compuesta por un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda

agregada nacional que en el año 2007 alcanzó los 60.138 gigawatts-hora (GWh) [1]. Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,27% de la capacidad instalada en el país;
- El Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 70,96% de la capacidad instalada en el país;
- El Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,26% de la capacidad;
- El Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,51% de la capacidad instalada en el país [2].

Hasta el año 1996, la generación de energía eléctrica estuvo basada en forma importante en el recurso hidráulico. A partir del año 1997, comienza a utilizarse gas natural proveniente de Argentina, por lo que la generación de tipo térmica toma mayor participación en la matriz energética, en especial en el 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 (%)
<u>Por tipo de combustible:</u>				
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
<u>Por clase:</u>				
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 [2]

A partir del año 2004 se inicia un proceso de cortes del 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. La figura 1 ilustra la progresión en los cortes.

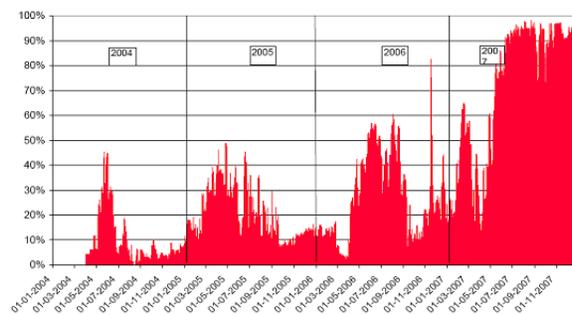


Figura 1: Restricciones de Gas desde Argentina (en % respecto de requerimientos normales)

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Fuente: Comisión Nacional de Energía [3]

Las empresas generadoras en base a gas natural tuvieron que recurrir a sustitutos tal como el diesel. Esta restricción de suministro se vio agravada por el fuerte incremento de los precios en 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 en general a los sectores exportadores por la pérdida en sus competitividades.

El precio internacional del petróleo ha ido en aumento progresivo, sobrepasando los niveles de 90 US\$ el barril como promedio en el año 2007, llegando a mediados de 2008 a 145 US\$/barril como se muestra en Figura 2 [4]



Figura 2: Precios de Petróleo crudo
Fuente: Oilnergy[4]

Comportamiento similar ha ocurrido con respecto a los precios de gas natural, donde se puede apreciar en Figura 3 el precio Henry Hub, cuyo promedio en diciembre de 2007 fue de de 7,2 US\$/mmBTU y en enero de 2008 se ha elevado hasta niveles cercanos a 8,4 US\$/mmBTU [5]



Canalización del Conocimiento Científico

Figura 3: Precio Gas Natural Henry Hub
Fuente: Oilnergy [5]

El precio de carbón, que tradicionalmente ha tenido un comportamiento más estable, también experimentó incrementos de precio, pero menores que el petróleo y el gas natural. La Figura 4 compara dichos precios, en toneladas de petróleo equivalentes [6].

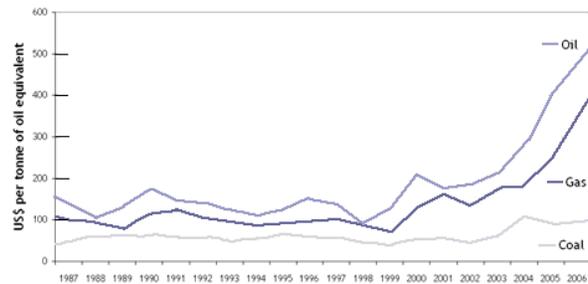


Figura 4: Tendencias de precios de Petróleo, Gas natural y Carbón

Fuente: World Coal Institute [6]

La alta incertidumbre en el sector energético ha llevado a actores relevantes, tanto privados como del sector público, a plantear múltiples propuestas de solución. Algunas propuestas 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, ya 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 en lo cual no se descarta dicha opción [7].

Las alternativas de solución más recurridas en Chile para generar energía eléctrica son las centrales térmicas a carbón (ver tabla 2) [8]. Si se compara las alternativas conocidas de generación de electricidad, en base a sus costos (ver tabla 3), las térmicas a petróleo

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

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 Hornitos	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 II	200	Térmica-Carbón	Julio 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 [8]

Por otra parte, entre la tecnología de central térmica a carbón pulverizado (PC) y la tecnología de Gasificación de Carbón integrada a Ciclo Combinado (IGCC), puede afirmarse que esta última es económicamente competitiva con la primera, además de presentar ventajas desde el punto de vista medioambiental [11]. La tabla 4 detalla los costos entre 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 3: Costos de generación eléctrica con recursos renovables y no renovables

Tecnología de generación	Costo de generación eléctrica ¹ centUS\$/kWh	Costo de generación eléctrica ² 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

¹ Adaptado de [9].

² Basado en [10].

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 ₂ (centUS\$/kWh)	3,5-4,4	4,4-4,9	3,0-4,1	3,0-4,1
COE con captura de CO ₂ (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 et al. [11]

Tabla 5: Parámetros medioambientales

	PC	IGCC	NGCC
CO ₂ Kg/MWh	1000	735	400
SO ₂ Kg/MWh	1,6	~0	~0
NO _x Kg/MWh	2,1	0,25-0,45	0,12
Partículas Kg/MWh	0,5	~0	~0

Fuente: Wong et al. [11]

Tal como se indica en tabla 2, las principales obras en construcción y recomendadas en Chile para generación eléctrica son centrales termoeléctricas a carbón. Sin embargo, de lo observado en las tablas 4 y 5, la tecnología de Gasificación de Carbón integrada a Ciclo Combinado (IGCC) se ve como una alternativa viable económicamente y de bajo impacto ambiental, con la ventaja operar con diversos tipos de carbón. Por lo anterior, uno de los principales objetivos del trabajo

Canalización del Conocimiento Científico

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

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, ha llevado a diversos países a la utilización de 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, alrededor 39% generan combustible, 19% generan electricidad y 42% generan productos químicos.

El 49% de las plantas usan carbón y un 36% usan petcoke. La capacidad total de plantas de generación con gasificación suma 24.000 MW de electricidad, con un crecimiento anual de alrededor 10%. Una vez que todas estas plantas inicien su operación, tendrán la capacidad de generar energía equivalente a 750.000 barriles por día de gas limpio para uso en generación, como también para producción de combustibles y químicos. La concentración mayor de recursos de gasificación en el mundo está centrada en las plantas de Sasol en Sud África, que contabilizaba el 31% del total de capacidad mundial a fines de 1999 [12].

Una planta IGCC se describe en la Figura 6, en donde se distinguen los principales componentes y flujos de materias y energías.

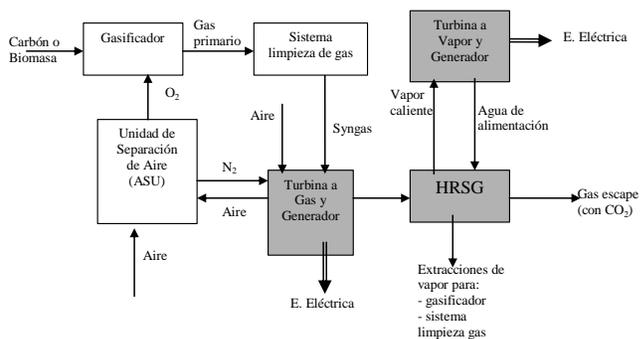


Figura 5: Planta IGCC y principales componentes

El carbón es gasificado a alta temperatura en el Gasificador, luego el gas producido es

enfriado y limpiado para extraer las 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 depende 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 la planta de gasificación es la Unidad de Separación de Aire (ASU), que provee de 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, 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 comerciales:

- Generar energía eléctrica
- Producir hidrógeno
- CO₂
- Metanol
- NH₃
- Gasolinas

VALORACIÓN DE OPCIONES REALES EN PROYECTOS DE ENERGÍA

Evaluar proyectos tales como plantas de generación eléctrica es un desafío importante. Desde aspectos como la consideración de flexibilidad operacional hasta aspectos como el ajuste de un valor que refleje los riesgos no factibles de cubrir, la evaluación requiere de sofisticadas técnicas que vayan más allá que los métodos tradicionales de Flujos de Caja Descontados (FCD).

Para evaluar apropiadamente la flexibilidad operacional de una planta de generación eléctrica, se necesita una metodología que pueda evaluar el activo para todos los estados potenciales del mundo; se pueden ponderar así dichos estados en forma apropiada. Los métodos de valoración de opciones consideran estos problemas [13].

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, pero no una obligación, de tomar una acción. La aplicación de la teoría de opciones al mundo real no siempre es fácil. El supuesto de retornos con distribución normal o, en forma equivalente, la distribución de precios de tipo log-normal es uno de los supuestos subyacentes de la valoración de opciones, sin embargo, puede que no sea válido en la distribución de precios del mundo real.

De hecho, 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 reales asociadas con commodities tales como minas, campos de petróleo y gas, y proyectos de exploración [13].

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 [14].

Revisión de los diversos métodos y técnicas de cálculo se detallan en [15] y [16].

Existe una diversidad de aplicaciones del enfoque de valoración de opciones reales en proyectos energéticos. Fleten y Näsäkkälä [17] 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 [18] 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 [19] 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 2 casos reales estudiados: modificaciones a una planta térmica existente con condensado de vapor y una nueva planta combinada de calor y electricidad. Chandra [20] estudia tres

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

tecnologías de combustión de carbón en un ambiente de precio de CO₂ 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 CO₂. Todas estas plantas pueden ser modernizadas para capturar CO₂ y pueden 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. Patiño-Echeverri et al. [21] examinan las decisiones a nivel de empresa para adquirir concesiones para una planta existente, modernizar la planta con controles de emisión o construir una nueva planta con tecnología de control de emisiones.

Modelan la evolución de los precios de concesiones para SO₂, NO_x, H_g y CO₂ usando movimiento browniano geométrico con flujos (drift), volatilidad y saltos y utilizan un análisis basado en opciones para encontrar el valor de diferentes alternativas de inversión.

Sekar et al. [22] analizan cómo las inciertas regulaciones de carbón en USA 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.

Reedman y Coombes [23] realizan un estudio para el caso australiano, basados en que el clima presente para inversiones en activos de generación de electricidad es incierto. Los principios conductores del trabajo son: la naturaleza en gran parte irreversible y duradera de los activos para

generación de electricidad y por otra parte la posibilidad que los inversionistas de tales activos tengan que pagar impuestos de carbón por las emisiones, producto de la generación en alguna fecha futura desconocida.

Oda J., Matsuhashi y Yoshida [24] explican cómo los inciertos costos sociales pueden influir en la decisión de una empresa para invertir en tecnología de reducción de emisiones. Para el caso de estudio, suponen una empresa que es propietaria de una planta térmica a carbón antigua en los Estados Unidos.

Calculan numéricamente el comportamiento óptimo de la inversión sujeto a subvenciones de precios estocásticos de las emisiones de CO₂, precio de gas natural y costos sociales, usando la ecuación de Bellman y modelos de mallas con pocas variables.

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 ello, se considera los precios de combustibles como variables aleatorias que siguen un proceso IGBM (Inhomogeneous Geometric Brownian Movement), también conocidos como GBM integrado o proceso geométrico de Ornstein-Uhlenbeck, de acuerdo con lo descrito en Abadie y Chamorro [18]. 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

Canalización del Conocimiento Científico

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

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

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

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.

σ volatilidad instantánea del precio del combustible, que determina la varianza de S_t en t .

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

Para el cálculo se emplea la metodología de árbol binomial desarrollada por Cox et al. [25], que ha sido ampliamente utilizada en aplicaciones diversas, ya que generaliza el modelo de Black-Scholes-Merton y considera las principales restricciones de este modelo.

Es simple de usar, flexible y depende de un número limitado de parámetros. A medida que el intervalo de tiempo Δt disminuye, converge a un proceso GBM. Para el caso del proceso IGBM, se trabaja en base al desarrollo que se presenta a continuación. 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:

$$d\hat{S} = [k(S_m - \hat{S}) - \rho\sigma\phi \hat{S}]dt + \sigma\hat{S}dZ \quad (2)$$

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:

$$p_u(i, j) = p\left(\frac{1}{2} + \frac{\hat{\mu}(i, j)\sqrt{\Delta t}}{2\sigma}\right) \quad (3)$$

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

siendo,

$$\hat{\mu}(i, j) \equiv \frac{k(S_m - \hat{S}(i, j))}{\hat{S}(i, j)} - \rho\sigma\phi - \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (4)$$

Si se considera ahora dos activos cuyos precios obedecen a los siguientes procesos de riesgo neutro:

$$d\hat{S}_1 = \left[k_1(S_{m1} - \hat{S}_1) - \rho_1\sigma_1\phi\hat{S}_1 \right] dt + \sigma_1\hat{S}_1 dZ_1 \quad (5)$$

$$d\hat{S}_2 = \left[k_2(S_{m2} - \hat{S}_2) - \rho_2\sigma_2\phi\hat{S}_2 \right] dt + \sigma_2\hat{S}_2 dZ_2 \quad (6)$$

donde $dZ_1 dZ_2 = \rho_{12} dt$

Además, definiendo $\Delta X_1 = \sigma_1\sqrt{\Delta t}$ y

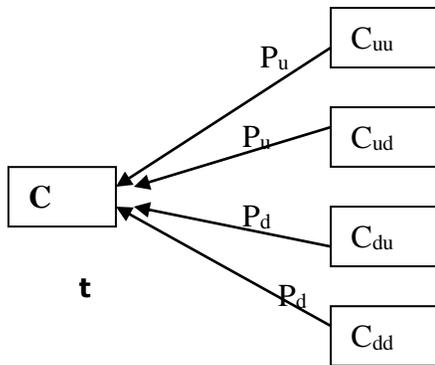
$\Delta X_2 = \sigma_2\sqrt{\Delta t}$, las probabilidades conjuntas son las siguientes:

$$p_{uu} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t + \rho\sigma_1\sigma_2\Delta t}{4\Delta X_1 \Delta X_2} \quad (7)$$

$$p_{ud} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t - \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{4 \Delta X_1 \Delta X_2} \quad (8)$$

$$p_{du} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 - \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{4 \Delta X_1 \Delta X_2} \quad (9)$$

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



t+1
Figura 6: Nodos de un árbol binomial de 2 variables

En el caso de 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 7.

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 [26] y en Bastián et al [27], 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 (3), se calcula las probabilidades condicionales $p_{u/u}$, $p_{u/d}$, $p_{d/u}$ y $p_{d/d}$ según las siguientes expresiones:

$$p_{u/u} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t + \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 + \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (11)$$

$$p_{d/u} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 + \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t - \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 + \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (12)$$

$$p_{u/d} = \frac{\Delta X_1 \Delta X_2 - \Delta X_2 \hat{\mu}_1 \Delta t + \Delta X_1 \hat{\mu}_2 \Delta t - \rho \sigma_1 \sigma_2 \Delta t}{2 \Delta X_2 (\Delta X_1 - \hat{\mu}_1 \Delta t)} \quad (13)$$

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

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 deben estar 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 7 se pueden dividir en sus nodos marginales y condicionales de la forma indicada en figura 8.

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

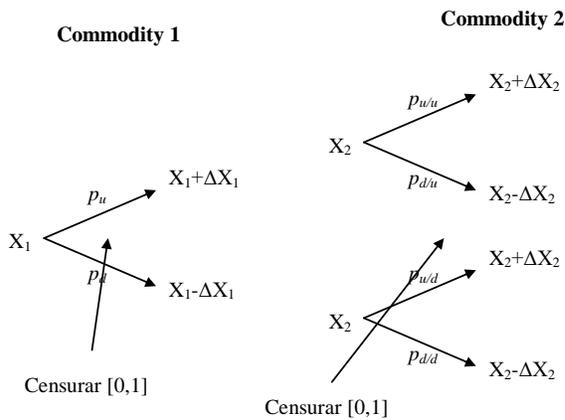


Figura 7: División de los nodos en árbol binomial con dos variables

Caso 1: Adaptación planta NGCC existente

Se evalúa la decisión de adaptar una planta NGCC existente de generación eléctrica con un sistema de gasificación para producir syngas a partir de carbón o biomasa. En algunos casos se han adaptado centrales existentes para utilizar syngas proveniente de un gasificador, requiriendo una inversión

de aproximada de 5 millones de dólares para la adaptación de una turbina de 350 MW [12], además de adicionar las unidades señaladas más adelante. En Chile, existen 18 unidades NGCC y actualmente sus posibilidades de operación son:

- Operar con gas natural
- Operar con Diesel, en caso de falta de gas natural
- No operar

En este caso, se evalúa la inversión para modificar la planta NGCC y operarla con carbón, teniendo como base la operación de la central no modificada con GNL. La ventaja que tendría una planta modificada es que podría operar utilizando carbón, teniendo gas natural como combustible secundario, dependiendo de los precios de estos combustibles. Como referencia, se considera los parámetros de Central Atacama, localizada en Mejillones perteneciente a la empresa Gas Atacama. Los datos de operación y especificaciones técnicas son

obtenidos de Anuario 2007 CDEC-SING [28] y del Informe Técnico Definitivo "Fijación De Precios De Nudo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)" [8]. La figura 6 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).

Para el cálculo del Valor Presente del costo de combustible (VP_{Comb}) durante la vida útil de la planta τ , cuyo precio sigue un proceso IGBM, se utiliza la expresión desarrollada por Abadie y Chamorro [18].

$$VP_{Comb} = B \left[\frac{kS_m(1-e^{-r\tau})}{r(k+\rho\sigma\phi)} + \frac{S - \frac{kS_m}{k+\rho\sigma\phi}}{r+k+\rho\sigma\phi} (1-e^{-(r+k+\rho\sigma\phi)\tau}) \right] \quad (15)$$

Además, 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 pueden calcular con las expresiones siguientes:

$$VP_{Ing} = A * P_e \frac{(1-e^{-\tau(r-r_a)})}{r-r_a} \quad (16)$$

$$VP_{Cvar} = A * C_{var} \frac{(1-e^{-\tau(r-r_a)})}{r-r_a} \quad (17)$$

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
- τ Vida útil de la planta en años
- σ Volatilidad instantánea del precio de combustible, que determina la varianza de S_t en t

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

ρ coeficiente de correlación entre los retornos en el portafolio del mercado y el activo combustible.

ϕ 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 σ_m es su volatilidad.

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

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

Se evalúa la decisión de instalar una planta nueva de tecnología IGCC. Como alternativa, se considera la instalación de una planta PC (carbón pulverizado). Como referencia, se considera una planta que en Chile cumple con las normas mínimas de tipo ambientales y que tiene precios relativamente bajos dentro de las alternativas tecnológicas de plantas a carbón, con las siguientes características y componentes [29]

- Caldera con carbón pulverizado o lecho fluidizado circulante
- Precipitador electrostático
- Desulfurizador de flue gas
- Quemadores de bajo NO_x
- Vida útil de 30 años

La comparación se realiza básicamente considerando los costos de inversión, los costos variables de operación (no combustible) y los costos variables de combustible. Para ello, se considera el precio de carbón y de GNL como variables estocásticas siguiendo un proceso IGBM, y se utilizan las ecuaciones (15), (16) y (17).

La evaluación de flexibilidad 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 Δt , 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).

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

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

Donde

- π_c Beneficios netos de la operación con carbón, en millones de US\$ (M US\$)
- π_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)
- $C_{c(g)}$ 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, $C_{c(g)}$

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

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

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Cabe señalar que en la determinación de la planta flexible no se ha incorporado el costo de Inversión Inicial, ya que es irrelevante en esta parte. Sin embargo, cuando se compara los resultados de la planta IGCC flexible con la planta PC, se considera los valores de inversión, lo que determina finalmente el VAN o el Costo total de cada planta, según corresponda.

gas natural equivalentes al promedio del año 2006 y un escenario 2 con estimaciones de precios mayores de acuerdo a proyecciones que a inicios del año 2008 se podía realizar basado en las tendencias al alza que experimentaron ambos combustibles.

RESULTADOS

Para los dos casos descritos anteriormente, se ha considerado un escenario 1 que considera precios tanto de carbón como de

En cuanto a la energía eléctrica, se ha estimado de acuerdo a los valores de precio nudo (Antofagasta) que

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

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

regían en el año 2006 (escenario 1) como promedio de los meses de abril y octubre y en el año 2008 (escenario 2), considerando el promedio con los meses de octubre 2007 y abril 2008. La tabla 6 detalla los valores de las variables de precio 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 US\$. La misma planta para biomasa obtiene un VAN diferencial negativo de - 764,96 millones de US\$. Por lo anterior, se profundiza el análisis de la adaptación hacia gasificación de carbón, por ser la alternativa más atractiva.

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	6,7	19
US\$/MBtu		
Precio de largo plazo, S_m	12,5	23
US\$/MBtu	0,25	0,3
Volatilidad anual, σ		
Velocidad de reversión a la media, k	0,25	0,25
	0	0
Factor correlación con mercado, ρ	0,4	0,4
	9.000	9.000
Precio del riesgo, Φ		
Poder calorífico, kcal/m ³		
Precio de Carbón:		
Precio actual, S_0	56	121
US\$/ton	150	190
Precio de largo plazo, S_m	0,2	0,12
US\$/ton		
Volatilidad anual, σ	0,3	0,3
Velocidad de reversión a la media, k	0	0
	0,4	0,4
Factor correlación con mercado, ρ	5.400	5.400
Precio del riesgo, Φ		
Poder calorífico, kcal/kg		
Precio de biomasa:		
Precio actual, S_0 US\$/ton	130	150
Precio de largo plazo, S_m	180	190
US\$/ton	0,3	0,3
Volatilidad anual, σ		
Velocidad de reversión a	0,1	0,1

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

la media, k	0	0
Factor correlación con mercado, ρ	0,4	0,4
Precio del riesgo, Φ	4.200	4.200
Poder calorífico, kcal/kg		
Precio energía eléctrica, US\$/kWh ¹	0,0451	0,0946

¹ datos basado en precio nudo publicado en CNE, equivalente en dólares.

En el escenario 1, la planta NGCC resulta con un VAN negativo de - 813,95 millones de US\$ 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 valor es un 3,12% mayor que lo que tiene la planta NGCC. El máximo precio de carbón que el proyecto NGCC adaptada soporta es de 28,54 US\$/ton, con un precio de reversión de 150 US\$/ton.

Tabla 7: Parámetros técnicos utilizados en caso 1

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

¹ basado en datos de Rubin [30], ajustado por variación USA GDP deflactor al 2007.

² en centavos de Euros, valor promedio de datos obtenidos de Schumacher [31]

³ considera 1 euro = 1,2 US\$

⁴ basado en Schumacher [31], valores promedios.

En el escenario 2, el VAN de la planta NGCC adaptada a carbón resulta en 1.251,03 millones de dólares y la adaptación con gasificación de biomasa resulta en 807,9 millones de dólares.

En este escenario, el VAN de la planta NGCC sería de -1.198 MUS\$.

El máximo precio de carbón que soporta el proyecto es de 705,39 US\$/ton.

Sin embargo, si se evalúa como planta IGCC completa, con toda la inversión, no es rentable y en tal caso el precio máximo de carbón sería de 145,78 US\$/ton.

Por lo anterior, la alta rentabilidad del proyecto de NGCC adaptada se debe exclusivamente al ahorro de costos que se logra con una inversión incremental de 295,68 MUS\$.

En este sentido, el costo de generación de energía eléctrica 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. La tabla 8 detalla el análisis de sensibilidad y su efecto en el precio de carbón y en el VAN diferencial del proyecto.

La tabla 9 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, la planta IGCC a carbón y se comparan con el VAN de una planta PC.

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Tabla 8: Análisis de sensibilidad Caso 1, Escenario 2

VARIACIONES	VAN Diferencial (5%) M US\$	Variación %	Precio máximo de carbón US\$/ton	Variación %
Resultados Escenario 2	1.251,03	--	705,39	--
Inversión incremental +20%	1.191,90	-4,73	677,76	-3,92
Eficiencia planta IGCC -20%	812,88	-35,02	424,77	-39,78
Precio de reversión a la media +20%	952,32	-23,88	565,85	-19,78
Velocidad de reversión -20%	1.281,37	+2,43	617,56	-12,45

Tabla 9: 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 ⁽¹⁾	1.518	1.518
Costos var. (no comb) US\$/MWh	7,68	12,6	12,6
Eficiencia neta %	45,3 ⁽²⁾	49,3	59
Factor de utilización %	80	80	80
Vida útil, años	30	30	30

¹ según [8], 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

² basado en Schumacher [31]

Para una vida útil de 30 años, los resultados obtenidos son indicados en la tabla 10. Se puede 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 con los precios de combustible, aunque en la práctica los ingresos de una planta pueden ser mayores por los contratos que pueden pactar con clientes libres (no regulados), lo que aquí no se considera.

Por tal razón, se incluye en la tabla 10 la comparación solamente respecto al costo anual equivalente (CAE) y el Costo de la Energía (COE). La planta PC es la más conveniente, siguiendo la planta IGCC flexible y en último lugar la planta IGCC carbón.

Tabla 10: Comparación de alternativas escenario 1

	VAN MUS\$	CAE ⁽¹⁾ MUS\$/año	COE ⁽²⁾ US\$/KWh
Planta PC	-725,91	140,91	0,0675
Planta IGCC flexible	-784,50	144,68	0,0693
Planta IGCC carbón	-788,94	144,96	0,0694

⁽¹⁾ Costo Anual Equivalente, considerando todos los costos de la planta

⁽²⁾ Costo de la Energía

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 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\$/GJ¹ para el gas natural.

Para el escenario 2, las plantas resultan con VAN positivo. La planta PC obtiene 371,51 millones de dólares, en tanto que la planta IGCC a carbón obtiene 349,76 millones de dólares.

Para tener una visión más amplia de las condiciones de precio de combustible que hacen más ventajosa a la planta IGCC flexible, se muestra en la tabla 13 los resultados del VAN de planta PC y planta IGCC flexible, además del cálculo del VAN diferencial $VAN_{IGCC} - VAN_{PC}$. La figura 12 muestra los gráficos correspondientes, a la izquierda el VAN de la planta IGCC flexible y a la derecha el VAN diferencial. La trama horizontal está ubicada al nivel 0.

Finalmente, la tabla 14 muestra el análisis de sensibilidad realizado para el caso 2.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Respecto a los resultados del caso 1, la evaluación en el escenario 1 no resulta rentable, obteniéndose un VAN negativo de -58,72 MUS\$ (millones de dólares). El máximo precio de carbón que podría soportar este proyecto sería de 28,54 US\$/ton. En el escenario 2, la situación es más favorable, dada la relación precio de energía a precio de combustible, resultando el proyecto de adaptación a syngas de carbón con un VAN positivo de 1.251,03 MUS\$ y el precio máximo de carbón que soporta es de 705,39 US\$/ton. Por lo anterior, se puede concluir que, para una mejor decisión, es clave definir escenarios de precios de la manera más realista posible.

¹ GJ: Giga Joule

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Tabla 11: VAN de IGCC y PC según precio de combustibles, 30 años

Precio Gas US\$/MBtu	Precio Carbón US\$/ton	VAN IGCC MUS\$	VAN PC MUS\$	VAN _{IGCC} -VAN _{PC} MUS\$	Precio Gas US\$/MBtu	Precio Carbón US\$/ton	VAN IGCC MUS\$	VAN _{IGCC} -VAN _{PC} MUS\$
0,5	50	680,55	520,45	160,10	10	50	546,39	25,94
	100	552,86	415,56	137,30		100	384,80	-30,76
	150	464,01	310,68	153,33		150	287,71	-22,97
	200	393,75	205,80	187,95		200	192,08	-13,72
	250	328,08	100,91	227,17		250	102,94	2,03
	300	260,26	-3,97	264,27		300	17,01	20,98
	350	189,65	-	298,51		350	-67,73	41,17
	400	116,92	108,86	330,66		400	-152,36	61,38
			-					
			213,74					
1	50	613,55	520,45	93,10	15	50	546,39	25,94
	100	483,92	415,56	68,36		100	384,80	-30,76
	150	398,42	310,68	87,74		150	287,71	-22,97
	200	329,01	205,80	123,21		200	190,62	-15,18
	250	261,03	100,91	160,12		250	94,62	-6,28
	300	189,79	-3,97	193,77		300	3,0	6,97
	350	116,08	-	224,94		350	-86,09	22,81
	400	40,42	108,86	254,16		400	-174,00	39,74
			-					
			213,74					
3	50	570,51	520,45	50,06	20	50	546,39	25,94
	100	398,46	415,56	-17,10		100	384,80	-30,76
	150	312,76	310,68	2,08		150	287,71	-22,97
	200	241,36	205,80	35,56		200	190,62	-15,18
	250	168,96	100,91	68,05		250	93,54	-7,36
	300	93,97	-3,97	97,94		300	-2,31	1,66
	350	16,45	-	125,35		350	-94,86	14,04
	400	-62,68	108,86	151,02		400	-185,52	28,22
			-					
			213,74					
5	50	568,27	520,45	47,82	25	50	546,39	25,94
	100	385,59	415,56	-29,97		100	384,80	-30,76
	150	293,08	310,68	-17,60		150	287,71	-22,97
	200	212,42	205,80	6,62		200	190,62	-15,18
	250	134,50	100,91	33,59		250	93,53	-7,37
	300	56,26	-3,97	60,23		300	-3,5	0,47
	350	-23,37	-	85,53		350	-99,0	9,86
	400	-	108,86	109,53		400	-191,97	21,77
			-					
		104,21	-					
			213,74					

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

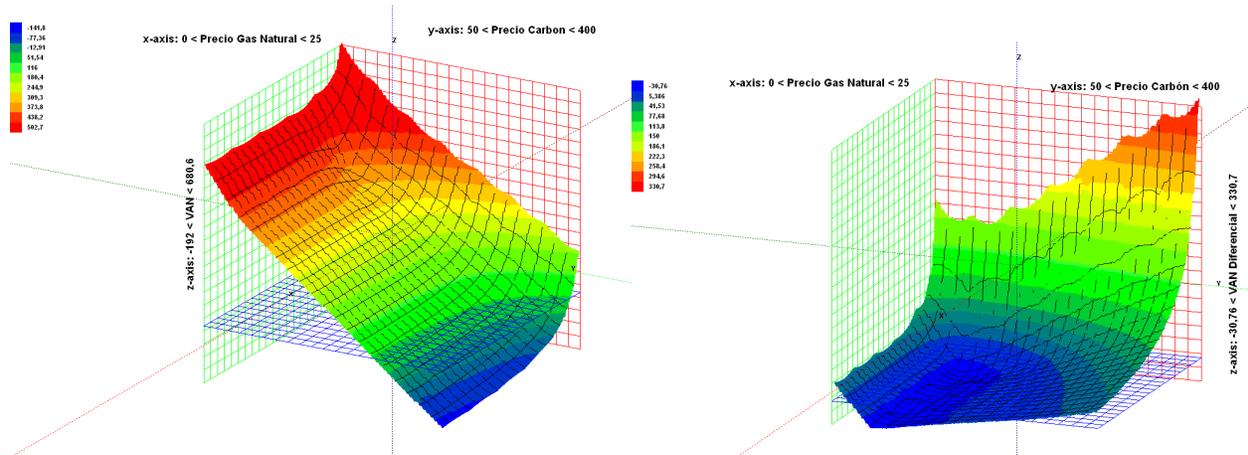


Figura 8: VAN de planta IGCC flexible (izquierda) y VAN diferencial IGCC-PC (derecha)

Tabla 12: Resultados análisis de sensibilidad caso 2

VARIACIONES	IGCC	IGCC flexible	PC
Inversión inicial (+20%)	-25,9%	+26,3%	-22,9%
Eficiencia planta (-20%)	-	-	-
Precio de reversión a la media de carbón (+20%)	132,8%	135,9%	136,1%
Precio de reversión a la media de carbón (-20%)	-92,9%	-95,1%	-95,2%
Precio de reversión a la media de gas natural (+20%)	+92,9%	+95,1%	+95,2%
Precio de reversión a la media de gas natural (-20%)	0%	0%	0%
Velocidad de reversión de carbón (-20%)	0%	0%	0%
Velocidad de reversión de gas natural (-20%)	+7,9%	+8,0%	+8,1%
	0%	0%	0%

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

Además, los análisis de sensibilidad indican que la rentabilidad del proyecto es crítica a las variaciones de eficiencia de la planta y con sensibilidad algo menor respecto al precio de reversión a la media (S_m) del combustible. La sensibilidad respecto al monto de inversión incremental es poco significativa.

Una ventaja que adquiere la planta NGCC adaptada es la capacidad de utilizar gas natural como combustible de respaldo, lo que valoriza su operación.

CONCLUSIONES

1. Respecto al caso 2, en el escenario 1, para una vida útil de 30 años, la planta PC obtiene un VAN más 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 son relativas. En este escenario, la planta IGCC tiene menor costo de generación de la energía en relación con la planta PC para precios de gas natural inferiores a 0,5 US\$/MBtu. En el escenario 2, las dos plantas obtienen VAN positivo, obteniendo la planta PC un VAN mayor que la planta IGCC funcionando en modalidad flexible. 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 59,7 US\$/ton. Si el precio de gas natural desciende de los 10 US\$/MBtu, la conveniencia de la planta IGCC se mantiene para precios de carbón de hasta aproximadamente 85 US\$/ton. Asimismo, la planta IGCC tiene ventaja económica frente a la planta PC cuando el precio de carbón es alto. A modo de ejemplo, si el precio de gas natural es 5 US\$/MBtu, para un precio de carbón superior a 190,56 US\$/ton la planta IGCC tiene
- mayor VAN que la planta PC. Si el precio de gas natural es mayor, por ejemplo 15 US\$/MBtu, sobre un precio de carbón de 255,55 US\$/ton la planta IGCC es más conveniente.
2. Para el caso 2, utilizando la metodología de valoración de opciones reales y considerando además los precios de gas natural y carbón como procesos IGBM, la ventaja de una planta frente a otra queda en función de los precios de ambos combustibles. Por lo tanto, nuevamente es necesario señalar que la estimación de los precios y sus expectativas son aspectos críticos para la decisión de qué planta elegir. Este análisis no sería posible realizarlo 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 cómo evolucionen los precios.
3. 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, de tal manera que 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. No obstante, dada la alta incerteza que existe en los precios de combustibles actualmente, se sensibiliza para

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

- diversos escenarios de precios, lo que permite un análisis enriquecido.
4. La tecnología de gasificación tiene ventajas tanto operacionales como ambientales. La principal ventaja de una planta IGCC es la variedad de combustibles que puede utilizar, aspecto que en otras plantas como la planta PC no la poseen. Además, permite tener flexibilidad en los productos, 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 importante cuando la utilización de la planta es sólo por períodos.
 5. En cuanto al aspecto medioambiental, la planta IGCC tiene grandes ventajas frente a la planta PC, tal como se detalla en la tabla 5. En general, la planta IGCC emite menos contaminantes que la planta PC, por lo que, si se valoriza este aspecto de la planta IGCC, las ventajas económicas se inclinarían más fuertemente hacia esta última planta. Si se analiza desde el punto de vista de los costos, 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 encarecerá su costo.
 6. Como líneas de trabajo que pueden derivarse de esta investigación, se puede mencionar lo siguiente:
 - Estudio de la aplicación de la tecnología de gasificación de carbón en usos diferentes a la generación de energía eléctrica, como por ejemplo en la generación de syngas para ser utilizado en la generación de calor en las empresas medianas y grandes del país, que actualmente deben utilizar petróleo, petróleo diesel o carbón.
 - Así también, es necesario estudiar, tanto desde el punto de vista técnico, logístico, económico y ambiental la utilización de diferentes materias sólidas que puedan constituirse en combustibles, tales como los desechos domiciliarios e industriales y la biomasa.
 - Para dilucidar las verdaderas ventajas de las tecnologías de gasificación frente a las de combustión, debe realizarse las evaluaciones incorporando los efectos medioambientales.
 - Es importante señalar, finalmente, que para introducir la tecnología en Chile minimizando los riesgos, es necesario comenzar por una experiencia piloto. Esto permitiría generar conocimiento respecto a la operación óptima de una planta de gasificación, evaluar el efecto de diversos combustibles, de diversas configuraciones o diseños de gasificadores y evaluar la potencialidad de subproductos derivados del syngas. Esta es una estrategia que los países donde se utiliza la tecnología IGCC a mayores escalas han adoptado en general.

Gasificación de carbón para generación de energía eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales

Fecha enviada: 2 marzo 2021

Fecha corregida: 5 abril 2021

BIBLIOGRAFÍA

- Wong, R., & Whittingham, E. (2006). *A Comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation* (2a. ed.). Canada: The Pembina Institute.
- Abadie, L., & Chamorro, J. (2006). Valuing flexibility: the case of an integrated gasification combined power plant. *Energy Economics*. Recuperado el enero de 2008, de <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2006.10.004>
- Bastian, C., Brandao, L., & Hahn, W. (2005). *Modeling Switching Options using Mean Reverting Commodity Price Models*. (E. d. Janeiro, Ed.)
Recuperado el 26 de febrero de 2008, de <http://www.iag.puc-rio.br/~brandao/Pesquisa/Modeling%20Switch%20Options%20with%20Mean%20Reverting%20Prices%20-%205-23-07.pdf>
- Canadian Electricity Association. (2006). *Power generation in Canada, a guide, 2006*. Recuperado el 22 de enero de 2008, de <http://www.canelect.ca/en/Pdfs/HandBook.pdf>
- CDEC-SING. (2006). *Anuario 2006*. Recuperado el 26 de febrero de 2008, de http://suse-sing.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.anuario
- Chandra, R. (2005). *Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis*. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology.
- Codelco. (2007). Suministro Energía Eléctrica de Largo Plazo. *Seminario Cámara Chileno-Australiana de Comercio (Auscham)*. Recuperado el 18 de febrero de 2008, de www.auscham.cl/ppt/CODELCO.ppt
- Comisión Nacional de Energía. (2007). *Balance de Energía 2007, Chile*. Recuperado el 19 de enero de 2008, de http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/electricidad/f_precio.html
- Comisión Nacional de Energía. (2007). *Capacidad instalada de generación, Julio 2007, Chile*. Recuperado el 19 de enero de 2008, de http://www.cne.cl/archivos_bajar/capacidad_instalada_de_generacion.xls
- Comisión Nacional de Energía. (2007). *Comisión Nacional de Energía*. Recuperado el 15 de enero de 2008, de http://www.cne.cl/archivos_bajar/restricciones_gas/grafico_restricciones_2004-2008.pdf
- Comisión Nacional de Energía. (2007). *Fijación de Precios de Nudo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Informe Técnico Definitivo, abril 2007*. Recuperado el 21 de enero de 2008, de http://www.cne.cl/electricidad/destacados/precio_octubre2007.php
- Cox, J., Ross, S., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229-263.
- Farías, O. (2007). Gasificación de carbón, una alternativa energética para Chile. *Revista Colegio de Ingenieros de Chile, Consejo Zonal Bio-Bio*.
- Fernández, V. (1999). Teoría de Opciones: una síntesis. *Revista de Análisis Económico*, 14(2), 87-116.
- Fleten, S.-E., & Näsäkkälä, E. (2003). Gas Fired Power Plants: Investment Timing, Operating Flexibility and Abandonment. *Arne Ryde symposium, The Nordic Electricity Market*. Lund. Recuperado el 22 de enero de 2008, de <http://www.sal.hut.fi/Publications/c-index.html>
- Grupo de Trabajo en Núcleo Electricidad. (2007). *La opción núcleo-eléctrica en Chile, Informe Septiembre 2007*. Recuperado el 21 de enero de 2008,

- de
<http://www.cne.cl/noticias/otros/Informe.pdf>
- Hahn, W., & Dyer, J. (2008). Discrete time modeling of mean-reverting stochastic processes for real option valuation. *European Journal of Operational Research*, 184(2), 534-548.
- Laurikka, H. (2006). Option value of gasification technology within an emissions trading scheme. *Energy Policy*, 34(18), 3916-3928.
- Leppard, S. (2002). Options and Options Valuation Techniques. *Ronn E. (ed) "Real Options and Energy Management", Risk Books*, 61-113.
- Oda, J., Matsuhashi, R., & Yoshida, Y. (2004). The decision to invest in emissions reduction technologies based on the real options approach. *7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*.
- Oilnergy. (2008). *Crude Oil Price*. Recuperado el 14 de octubre de 2008, de <http://www.oilnergy.com/hpix/1obrenty.gif>
- Oilnergy. (2008). *Natural Gas Price*. Recuperado el 14 de octubre de 2008, de <http://www.oilnergy.com/1gnymex.htm#year>
- Patiño-Echeverri, D., Morel, B., Apt, J., & Chen, C. (2004). *Retrofitting or Replacing: The Decision of Installing Equipment to reduce emissions from a coal-fired power plant, Resources for the future*. Recuperado el enero de 2008, de <http://www.rff.org/rff/Events/loader.cfm?url=/commonspot/security/getfile.cfm&PageID=27484>
- Reedman, L., Graham, P., & Coombes, P. (2006). Using a Real-Options Approach to Model Technology Adoption Under Carbon Price Uncertainty: An Application to the Australian Electricity Generation Sector. *Economic Record*, 82(S1), S64-S73. doi:10.1111/j.1475-4932.2006.00333.x
- Research Reports Internacional. (2005). *Coal Gasification for Power Generation*.
- Rubin, E., Chen, C., & Rao, B. (2007). Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO2 Capture and Storage. *Energy Policy*, 35, 4444-4454.
- Schumacher, K., & Sands, R. (2005). Innovative energy Technologies and climate policy in Germany. *Discussion Papers*, 509.
- Sekar, R., Parsons, J., Herzog, H., & Jacoby, H. (2007). Future carbon regulations and current investments in alternative coal-fired power plant technologies. *Energy Policy*, 35, 1064-1074.
- St. Germain, J. P., & Brett Humphreys, H. (2002). Peaking Plant Valuation: a discounted cashflow/real option comparison. *Ronn E. (ed.) "Real Options and Energy Management", Risk Books*, 305-322.
- Vásquez, E. (2006). *Evaluación de alternativas de inversión a través de valoración por simulación de opciones reales americanas*. Chile: Universidad de Concepción.
- World Coal Institute. (2008). *Coal Price*. Recuperado el 23 de enero de 2008, de <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=438>