



ESTUDIOS
GERENCIALES

Estudios Gerenciales

ISSN: 0123-5923

estgerencial@icesi.edu.co

Universidad ICESI

Colombia

Núñez Viveros, Carlos Andrés; Gallego Hidalgo, Gabriel José; Buenaventura Vera, Guillermo
Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso
de cogeneración de energía en una empresa en Cali
Estudios Gerenciales, vol. 29, núm. 126, 2013, pp. 58-71
Universidad ICESI
Cali, Colombia

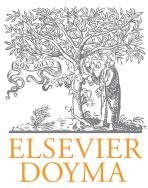
Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=21228397007>

- ▶ 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



Artículo

Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso de cogeneración de energía en una empresa en Cali¹

Carlos Andrés Núñez Viveros^{a,*}, Gabriel José Gallego Hidalgo^b y Guillermo Buenaventura Vera^c

^aGerente Comercial, Disdemotos S.A.S., Cali, Colombia

^bSuperintendente de Energía, Industrias del Maíz S.A., Cali, Colombia

^cProfesor de tiempo completo, Universidad Icesi, Cali, Colombia

INFORMACIÓN DEL ARTÍCULO

Historia del artículo:

Recibido el 30 de junio de 2011

Aceptado el 22 de marzo de 2013

Clasificación JEL: G17

Palabras clave:

Evaluación financiera de proyectos

Cogeneración de energía

Valor presente neto

Tasa interna de retorno

Simulación

RESUMEN

Los recursos energéticos en la industria recobran mayor relevancia en su competitividad, representando el segundo o tercer rubro en el costo. El comportamiento fluctuante de los costos históricos, así como la incertidumbre de su tendencia futura, acentuada por la inminencia del desmonte del impuesto de contribución en energía eléctrica (20% de la tarifa), conllevan el cuestionamiento de si los proyectos de cogeneración de energía tendrán viabilidad en un futuro cercano. El presente trabajo desarrolla una metodología innovadora para evaluar la viabilidad de la implementación de proyectos de cogeneración, fundamentada en 3 simuladores que trabajan con información estadística y proyecciones matemáticas, además de realizar un análisis de sensibilidad del proyecto a los comportamientos proyectados de los precios futuros de la energía eléctrica y de los combustibles.

© 2013 Universidad Icesi. Publicado por Elsevier España. Todos los derechos reservados.

Methodological design for the evaluation of energy projects with prices uncertainty: the case of cogeneration in a firm in Cali

ABSTRACT

Energy resources in the industry have increased in importance and competitiveness, representing the second or third major item in the cost of manufacture. The fluctuating behavior of historical costs, as well as the uncertainty of their future trend, accentuated by the imminent removal of the tax contribution on electricity (20% of the tariff), has led to questioning whether energy co-generation projects will be viable in the near future. This paper shows, from the development of an innovative methodology to assess the feasibility of the implementation of projects of co-generation based on three simulations that used statistical information and mathematical projections, as well as a performing a sensitivity analysis of the expected behaviors of future prices of electrical energy and fuels.

© 2013 Universidad Icesi. Published by Elsevier España. All rights reserved.

Plano metodológico da avaliação de projectos energéticos sob a incerteza nos preços: caso da co-geração de energia numa empresa em Cali

RESUMO

Os recursos energéticos na indústria recobram maior relevância na sua competitividade, representando a segunda ou terceira categoria no custo. O comportamento flutuante dos custos históricos, assim como a incerteza da sua tendência futura, acentuada pela iminência da desagregação do imposto de contribuição em energia eléctrica (20% da tarifa), levam a questionar se os projectos de co-geração de energia terão viabilidade num futuro próximo. O presente trabalho desenvolve uma metodologia inovadora para avaliar a viabilidade da implementação de projectos de co-geração, fundamentada em três simuladores que trabalham com informação estatística e projeções matemáticas, além de realizar uma análise de sensibilidade do projecto aos comportamentos projectados dos preços futuros da energia eléctrica e dos combustíveis.

© 2013 Universidad Icesi. Publicado por Elsevier España. Todos os direitos reservados.

JEL classification: G17

Keywords:

Financial Assessment of Projects

Co-generation of Energy

Net Present Value

Internal Rate of Return

Simulation

Classificação JEL: G17

Palavras-Chave:

Evaluación financiera de proyectos

Co-geração de energia

Valor Presente Neto

Taxa Interna de Retorno

Simulação

*Autor para correspondencia: Cr 12 E N.º 63-39, Cali, Colombia
Correo electrónico: cnvive@hotmail.com (C.A. Núñez Viveros).

¹Este documento se fundamenta en los resultados de la investigación correspondiente a la tesis de grado de MBA de Gabriel José Gallego H. y Carlos Andrés Núñez V., dirigida por el profesor Guillermo Buenaventura Vera.

1. Introducción

Los recursos energéticos de que dispone la industria para sus procesos de manufactura tienen cada vez una mayor relevancia por su alto impacto en los costos operativos, y por consecuencia en su competitividad. En la grande y mediana empresa, es generalizado que el costo de energéticos constituya el segundo o tercer rubro en el costo total de manufactura, después de la materia prima principal. Esta condición, por sí sola, exige que, en este tipo de empresas, los planes estratégicos involucren programas y proyectos enfocados a la reducción del impacto de costos energéticos en la operación. Dentro de esta postura, los proyectos de cogeneración de energía (nombre técnico que se le da a los procesos que abastecen de energía a sus propias empresas) constituyen un elemento de vital importancia.

Específicamente, la cogeneración de energía es un proceso industrial en el cual se transforma la energía intrínseca de un combustible en energía eléctrica y con los excedentes térmicos (calor) de dicha transformación se logra satisfacer alguna necesidad de energía térmica de la fábrica. Este tipo de proyectos es categorizado como *taylor made* (diseñados a la medida), ya que cada empresa tiene sus propias circunstancias (procesos, productos, etc.) que impactan de forma diferente la viabilidad financiera del proyecto. Factores específicos (Blanchard, 2006), como su propio mapa energético de demanda (curvas de carga), sus costos negociados (Blocher, Stout, Cokins & Chen, 2005) de suministro de energéticos, la disponibilidad de espacio en su fábrica, su ubicación (urbana o rural), entre otros, se unen a las múltiples formas existentes de generar energía, para reclamar el requisito de estudios previos de factibilidad e ingeniería conceptual.

Para el caso que ocupa esta investigación, se ha optado por la cogeneración a gas en ciclo simple (turbina a gas), ya que técnicamente se constituye en la mejor alternativa. En este tipo de tecnología, el principal reto para la valoración lo constituye tener que lidiar con el riesgo que genera la incertidumbre futura de los precios, tanto del recurso energético que se obtiene como producto principal (energía eléctrica) como de su materia prima única, el combustible que utiliza (gas natural), ya que estos precios se constituyen en las cifras fundamentales para la construcción de los flujos de fondos de ahorros esperados y de fondos netos que arroja el proyecto.

Una mirada a la historia reciente muestra cómo han evolucionado los precios del gas y de la energía eléctrica en los últimos 5 años, referidos ambos a la misma unidad de medida de costo energético, dólares por millón de BTU² generados (USD/MBTU); el diferencial entre los costos del gas combustible y de la electricidad comprada ha tenido una tendencia creciente con el tiempo, como se puede observar en la figura 1.

Dado el comportamiento del diferencial entre los costos de la electricidad y del gas, surgen interrogantes como los siguientes: ¿continuará la actual tendencia? ¿Habrá un punto de quiebra en el futuro? ¿La promesa de Juan Manuel Santos, presidente de la República de Colombia, de eliminar el impuesto de contribución en energía eléctrica, el que representa el 20% del costo de dicha tarifa, será una realidad? ¿Qué efecto tendrá todo ello en el retorno del proyecto de cogeneración? ¿Cómo visualizar ese futuro en un país caracterizado por una inestabilidad regulatoria amarrada a los cambios globales y a políticas cambiantes en materia económica?

Como se aprecia, la situación de estimación de cifras para valorar proyectos en esta situación, que concentra una gran incertidumbre en pocas variables (en este caso, los precios del insumo y del producto), requiere un abordaje racionalmente apropiado. El presente trabajo propone y desarrolla una metodología coherente para valorar este tipo de proyectos.

El documento presenta la siguiente estructura: en la segunda sección se presentan los conceptos y modelos utilizados en su desarrollo. En la tercera sección se presenta la metodología empleada, mientras que la aplicación específica se incluye en la cuarta sección. Finalmente, se presenta una evaluación financiera del proyecto y las conclusiones.

2. Discusión teórica

2.1. La evaluación financiera de proyectos de inversión

En términos generales, un proyecto se puede definir como un conjunto coherente de actividades que se desarrollan para alcanzar un objetivo concreto, en un período determinado y con unos determinados insumos o recursos (Chase, Aquilano & Jacobs, 2001). Los elementos de la evaluación financiera del proyecto son la inversión inicial, los flujos de fondos y la tasa de oportunidad del mismo (Buenaventura, 2007). La inversión requerida se define en términos de dinero y de duración de la misma (instantánea, 1 año, 2 años, etc.). El cálculo de los flujos de fondos del proyecto requiere una estimación detallada de los ingresos y los egresos que involucra la operación del proyecto luego de ejecutado. La tasa de oportunidad (i^*) está representada por el costo promedio ponderado de capital de la empresa (WACC, en inglés, *Weighted Average Cost of Capital*).

Dado que las cifras que alimentan el modelo de evaluación del proyecto son valores pronosticados no exentos de alguna volatilidad, en la medida que el proyecto sea cuantioso e importante, es necesario considerar el impacto que generan en la valoración del proyecto tanto los valores esperados de estas cifras como su posible variación.

2.2. Factibilidad de un proyecto de inversión

Para medir la factibilidad financiera de un proyecto de inversión, la literatura presenta una serie de indicadores o criterios, siendo los más empleados los siguientes:

- Valor presente neto (VPN): mide el incremento o la pérdida en la riqueza que generaría la ejecución del proyecto. Considera el valor del dinero en el tiempo (conjunto de los flujos de fondos del proyecto traídos a un valor presente, descontados a una tasa de oportunidad). La factibilidad del proyecto la determinará el signo de la cifra de VPN así:

- a) Si $VPN > 0$, el proyecto resulta factible.
- b) Si $VPN < 0$, el proyecto resulta no factible.

Aunque el VPN es el indicador por excelencia, no mide la eficiencia de la inversión; un proyecto que tenga VPN positivo (1 millón de pesos colombianos, por ejemplo) puede requerir una inmensa inversión (1.000 millones de pesos colombianos, por ejemplo) lo que evidenciaría tanto su baja eficiencia como su riesgo. Por ello, normalmente el VPN va acompañado por la medición de otros criterios.

- Tasa interna de retorno (TIR): mide la rentabilidad de los fondos que permanecen dentro del proyecto; es la tasa de interés que genera el capital invertido en él y que aún no se ha recuperado (Buenaventura, 2007). La factibilidad a partir del análisis de la TIR la determina su mayor valor respecto de la tasa de oportunidad (i^*). Esta tasa de oportunidad i^* representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto durante su vida; es el costo de capital para la empresa, es decir, es el costo que debe retribuir a sus fuentes de financiación (pasivo y patrimonio) de donde se obtiene el capital para la empresa que desarrolla el proyecto. Esta tasa se calcula como WACC y es determinada para cada compañía, o cada negocio, en particular. Su formulación se muestra en la tabla 1.

² BTU (por sus siglas en inglés, *British Thermal Unit*) es una medida de energía calórica, comúnmente utilizada en la industria de la generación térmica.

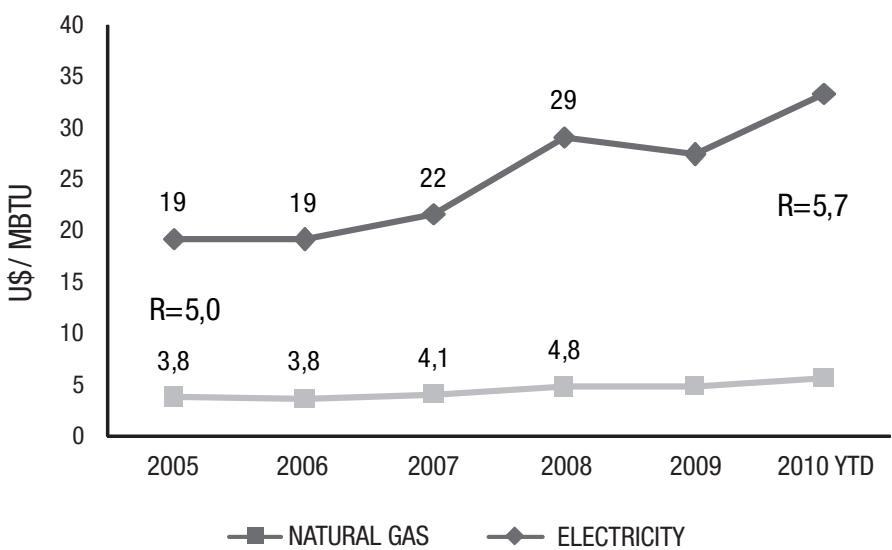


Figura 1. Diferencial entre costos de la electricidad y gas.

Fuente: cifras de unidad de negocio.

Tabla 1
Modelo General Cálculo del WACC

$$WACC = K_E(1 - r_D) + K_D(1 - T)r_D$$

WACC=Costo de Capital de la Empresa (% anual)

K_E=Costo de Capital propio (% anual)

K_D=Costo de la Deuda (% anual)

r_D=Razón de endeudamiento

T=Tasa de impuesto (%)

$$r_D = D/(E + D) \text{ ó } r_D = D/ACT$$

D=Monto total de deudas (\$)

E=Valor del mercado del patrimonio (\$)

ACT=Valor de los activos (\$)

Tabla 2
Rubros que generan el ahorro del proyecto de cogeneración

CÁLCULO DE AHORROS	
A	Demanda de Electricidad (M-kWh/año)
B	Costo de Energía Eléctrica US\$/KWh
C	Costo Anual Electricidad (MUS\$) (A x B)
D	Demanda de Gas Calderas FW (M-MBTU/año)
E	Demanda de Gas usuarios directos (M-MBTU/año)
F	Demanda de gas natural (M-MBTU/año) (D+E)
G	Costo de gas natural (US\$/MBTU)
H	Costo anual Gas (MUS\$) (F x G)
I	COSTO TOTAL ENERGÍA Y GAS NATURAL (MUS\$) (C+H)
J	Electricidad por Cogeneración (M-kWh/año)
K	Electricidad comprada en red M-kWh/año (no generada en sitio)
L	Costo anual electricidad comprada en red (MUS\$) (J x K)
M	Demanda Turbina de gas natural (M-MBTU/año)
N	Demanda de GN Caldera HRSG (M-MBTU/año)
O	Demanda gas calderas y usuarios directos fábrica (M-MBTU/año)
P	Total Demanda Gas Natural (M-MBTU/año) (M+N+O)
Q	Costo del gas Turbina (MUS\$/MBTU)
R	Costo Anual Gas (MUS\$) ((M x Q) + ((N+O) x G))
S	COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS CON COGENERACIÓN (MUS\$) (L+R)
T	AHORROS (MUS\$) (I-S)

Fuente: elaboración propia.

El cálculo de los flujos de fondo netos, basado en los ahorros referidos y descontando de los mismos los gastos operativos que se deberán ejecutar durante la vida del proyecto, siguieron el esquema mostrado en la tabla 3.

El cálculo del WACC está dado después de impuestos, por ello los flujos de fondos futuros que generará el proyecto deben establecerse también después de impuestos. En ese sentido, la factibilidad del proyecto podría caracterizarse de la siguiente forma:

- a) Si TIR > i*, el proyecto resulta factible; TIR > 12%.
- b) Si TIR < i*, el proyecto es no factible; TIR < 12%.

• Período de recuperación o Payback (PR): establece el momento de la vida del proyecto en el cual se ha recuperado la inversión inicial a valor actual. Tiende a evaluar el riesgo mas no la rentabilidad.

2.3. Cálculo de los flujos de fondos netos del proyecto

La valoración del proyecto se fundamenta en los conceptos de equivalencia y de valor del dinero en el tiempo. Las cifras deben representar flujos de dinero (y no solo beneficios contables). Para el caso de la cogeneración a gas, estos flujos se construyen basados en el ahorro que entrega el proyecto en el consolidado de costos de energía eléctrica y combustible. La base para calcular estos ahorros, en el caso particular del proyecto que se analizó, es la ingeniería conceptual, y se muestran en la tabla 2.

Tabla 3

Modelo para el cálculo flujos de fondos netos del proyecto

Variable	Descripción
IT	Ingresos ó ahorros totales que genera el proyecto
- CV	Menos costos variables
= MC	Margen de contribución
= - CF	Menos costos Fijos, que para este proyecto son: <ul style="list-style-type: none"> a) Depreciación b) Costo de mantenimiento, incluye distribución anualizada del <i>overhaul</i> de turbina c) Contrato de respaldo del operador de red (suministro EE ante fallas ó MTO programado)
UT	Utilidad Operativa
= - INT	Menos intereses sobre préstamos para hacer el proyecto, si son requeridos
= UAI	Utilidad antes de impuestos, ó Utilidad Gravable
= - IMP	Impuestos (Impuestos = UAI x Tasa de impuestos)
= UN	Utilidad Neta
= - PC	Pagos a capital (de préstamos, si los hubiere)
= + DEP	Depreciación
= FFN	Flujo de fondos netos para el periodo (flujo de caja)

Fuente: ajustado por los autores con base en Buenaventura (2011).

2.4. Análisis de sensibilidad

Ante la situación de incertidumbre sobre el comportamiento futuro de una o más variables del proyecto, las que son generadoras fundamentales de los flujos de fondo netos, el análisis de sensibilidad incluye posibles desviaciones de las mismas bajo diferentes escenarios. Este análisis consiste en evaluar financieramente el proyecto, afectando una o varias variables y midiendo el impacto de cada iteración *versus* el resultado esperado del proyecto bajo el escenario inicialmente seleccionado (o considerado más probable), donde la factibilidad o no del mismo se determina bajo el análisis del VPN y/o la TIR.

Justamente, en el presente análisis, son las variables correspondientes a los precios del combustible y de la energía eléctrica los que presentan una volatilidad histórica en sus cifras, y por lo tanto son objeto de análisis en esta metodología. Para esto hay varios modelos adecuados que se pueden emplear.

2.4.1. Simulación de Montecarlo

Esta técnica consiste en encontrar las distribuciones estadísticas de las variables que sensibilizan el proyecto; con ellas se valora (se obtienen VPN y TIR del proyecto) reiterativamente con un número alto de veces (1.000, 10.000 o más), permitiendo establecer dicha valoración (VPN y TIR) en términos de una distribución normal y no simplemente en términos de una cifra específica (Caflisch, 1998). Para el caso, las variables que sensibilizan la valoración del proyecto son, precisamente, los precios del combustible y de la energía eléctrica.

2.4.2. Modelos exponencial y lognormal

Es posible generar una posible trayectoria aleatoria de precios de un activo (Alonso & Berggrun, 2008) a través de la siguiente expresión:

$$P_{T+1} = P_T e^{R_{T+1}} \quad (1)$$

³ Esto si se tiene en cuenta que la variación futura $R_{T+1} = \ln(P_{T+1}) - \ln(P_T)$

⁴ Es una variable de esta clase en la medida en que R_{T+1} es sumatoria de variables aleatorias, en este caso de $\ln(P_{T+1})$.

donde P_{T+1} es el precio del activo en el período $T+1$ (futuro); P_T es el precio para el último período de la muestra (precio presente); y R_{T+1} corresponde a la variación del precio entre el período $T+1$ y T (variación futura). En la medida en que las variaciones futuras de los precios se distribuyen normalmente, los precios futuros P_{T+1} seguirán una distribución Lognormal³. Asimismo, P_{T+1} tiene un crecimiento exponencial, debido a que el valor de un activo en el futuro es un proceso que acumula sucesivas variaciones pasadas. De ahí que la expresión (1) plantea que el precio de un activo crece a una tasa de crecimiento exponencial R_{T+1} .

Para el caso de las variaciones del precio, distribuidas normalmente, se esperaría que una realización de esta variable aleatoria⁴ se encuentre alrededor de su media. En este sentido, R_{T+1} se podría expresar de la siguiente forma:

$$R_{T+1} = \mu + Z\sigma \quad (2)$$

donde μ y σ corresponden a la media y desviación estándar de las variaciones del precio respectivamente y Z es una realización aleatoria de una distribución normal estándar. Entonces, el precio de un activo en el futuro teniendo en cuenta las expresiones (1) y (2) se puede formular de la siguiente manera:

$$P_{T+1} = P_T e^{\mu + Z\sigma} \quad (3)$$

Es decir, el precio de un activo en el futuro (P_{T+1}) dependerá de su precio en el pasado (P_T), de los valores de la media y la desviación estándar de las variaciones de los precios (μ y σ) y de una realización aleatoria de una distribución normal (Z).

2.4.3. Modelos autorregresivos integrados de medias móviles

Los modelos autorregresivos integrados de medias móviles (ARIMA en inglés, *Auto Regressive Integrated Moving Average*), consideran que la variable endógena de un período t es explicada por las observaciones anteriores de ella misma. En el caso de procesos estacionarios con distribución normal, toda variable Y_t puede expresarse como una combinación lineal de sus valores pasados más un término de error.

Los modelos autorregresivos se abrevian en la sigla AR, registrando, también, el orden del modelo: AR(1), AR(2)..., AR(p), el cual expresa el número de observaciones rezagadas de la serie temporal analizada que intervienen en la ecuación. La expresión genérica de un modelo autorregresivo, AR(p), es:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 Y_{t-1} + \beta_2 Y_{t-2} + \dots + \beta_p Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (4)$$

Normalmente, se suele trabajar con modelos autorregresivos de órdenes bajos: AR(1) o AR(2) (De Arce & Mahía, 2003).

2.4.4. Modelo de situaciones

De acuerdo con Buenaventura (2011), se suelen utilizar 2 escenarios, además del escenario esperado (que es el más probable, con el que se hacen los cálculos originales), para cada variable que se quiere sensibilizar: escenario pesimista y escenario optimista. Estas condiciones extremas representan los valores límites (normalmente establecidos por los expertos de cada temática dentro de la empresa) que tendrían alguna posibilidad (remota, ciertamente) de ocurrir. Lo que se analiza es si el VPN del proyecto resiste estos valores extremos.

3. Metodología

Se emplean los 3 modelos de simulación descritos, a partir de la información histórica de costos de los *drivers* (precio del combustible, precio de la electricidad) de los últimos 10 años, pero contemplando paralelamente las expectativas del sector, bajo un análisis de

situaciones. Su resultado será una proyección de las variables para un período similar, que dará lugar a una estimación de flujos de fondos netos futuros. Adicionalmente, se establece un estudio de situaciones, combinando diferentes posibles valores para los precios futuros del combustible y de la electricidad.

La viabilidad del proyecto será medida en VPN y TIR. Las figuras 2 y 3 presentan un esquema de la metodología.

A continuación se describen brevemente las etapas metodológicas secuenciales del estudio:

1) Identificación de las variables relevantes del proyecto: se identifican y se describen las variables que afectan a las cifras del proyecto. Se profundiza en aquellas consideradas de mayor impacto para el mismo.

2) Presentación y análisis de estadísticas de las variables relevantes del proyecto: se toman las cifras históricas de las variables relevantes del proyecto y se hace una caracterización de las mismas en términos de volatilidad y niveles de confianza.

3) Análisis de correlación entre las variables que afectan al proyecto: se identifica si existe correlación entre las variables que afectan al proyecto. Se caracterizará cada variable en función de la existencia o no de dicha correlación.

4) Proyección de las variables del precio de los energéticos: se utilizan 4 modelos para proyectar las variables que afectan a las cifras futuras del proyecto, con el fin de evaluar financieramente el mismo con un fundamento técnico, matemático y de condiciones esperadas del mercado. Estos modelos son:

- a) Simulación exponencial Montecarlo.
- b) Simulación modelo Lognormal.
- c) Simulación modelo ARIMA.
- d) Proyección bajo el modelo de situaciones.

5) Evaluación financiera del proyecto: se evalúa financieramente el proyecto de acuerdo con los escenarios arrojados por los modelos aplicados, concluyendo con base en los indicadores de VPN y TIR. Se determina el VPN del escenario esperado. Se presenta un análisis de sensibilidad que considera varias combinaciones de precio que marcarían los resultados finales de viabilidad del proyecto.

6) Elementos ambientales del proyecto: se establece una tasa de cambio promedio de 2.000 dólares americanos durante la vida del proyecto. No hace falta actualizarla, pues es común para todas las alternativas.

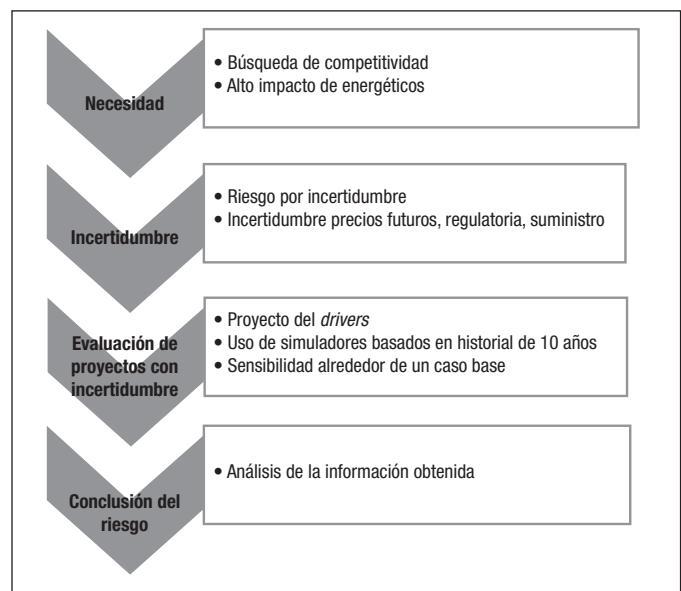


Figura 3. Metodología de evaluación del proyecto de cogeneración.

Fuente: elaboración propia.

El valor de los energéticos en el mercado para el inicio de la operación (2012):

- a) Costo energía eléctrica año 1 = 12,1 USD/MWh (0,121 USD/kWh).
- b) Costo gas natural año 1 = 7,4 USD/MBTU.

Se asume que no habrá cambios en la regulación tributaria relacionada con el proyecto. La demanda de energéticos para los siguientes 10 años fue proyectada de acuerdo con el plan estratégico de crecimiento de producción (plan estratégico), empleando la información de los estándares de consumo de energía por unidad de producción para la compañía. El costo de capital (WACC) del negocio es del 12%, de acuerdo con la directriz de la empresa objeto del estudio y basado en los estudios financieros de cada país donde opera.

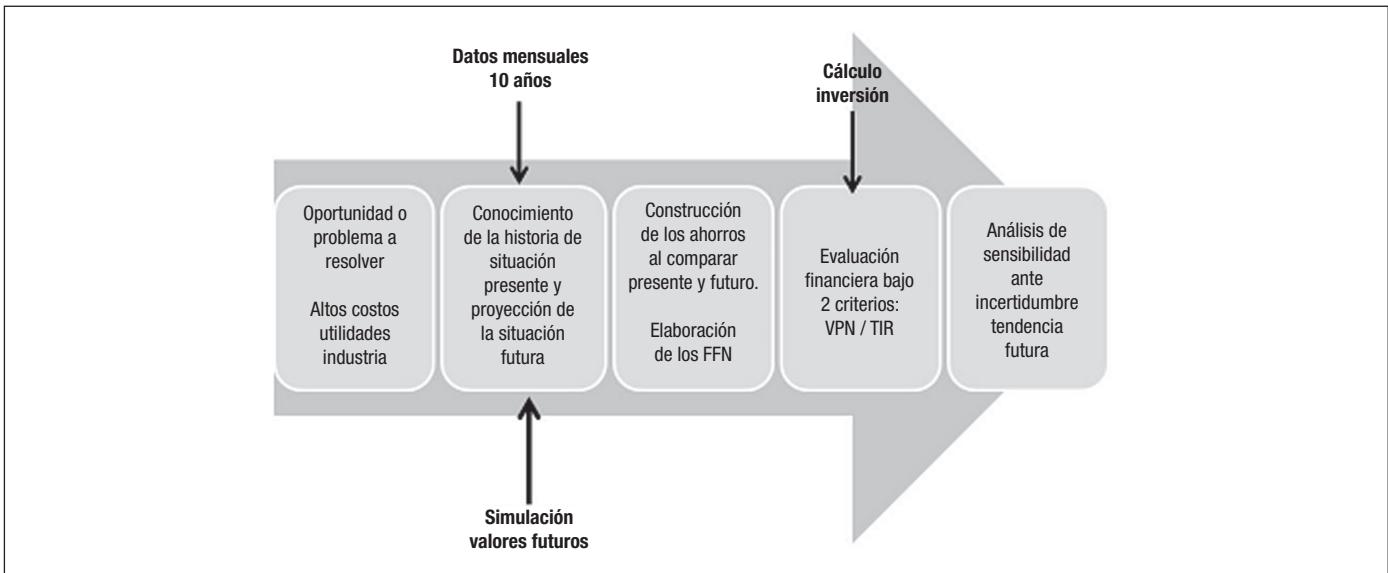


Figura 2. Metodología de evaluación del proyecto de cogeneración de energía.

Fuente: elaboración propia.

4. Aplicación y resultados

Las simulaciones se fundamentan en los datos históricos del comportamiento de los precios de energía eléctrica y gas natural para la unidad de estudio. En la tabla 4 se relacionan los precios históricos anuales de energía eléctrica para la unidad de negocio en estudio.

En cada modelo se aplican 2 escenarios normativos: actual (considerando la contribución que deben hacer los productores de energía a los estratos sociales menos favorecidos) y sin contribución (sobre la base de la abolición de la norma, lo cual tiene una significativa posibilidad de ocurrencia).

En la tabla 5 se consignan los precios históricos del gas natural (el combustible de la generación de electricidad) para el negocio analizado.

Por otra parte, la figura 4 permite observar la tendencia del precio total de la energía eléctrica, que está altamente influido por el comportamiento del costo de generación, el que representa, en promedio, el 47% del precio total de energía.

La tabla 6 presenta los estadísticos, incluyendo las correlaciones respectivas, de los precios de la electricidad y del gas natural. El coeficiente de correlación de 0,84 evidencia que existe una correlación moderada-alta entre el comportamiento de los precios de las 2 variables, durante el período observado de 10 años.

4.1. Simulación mediante el modelo exponencial

El proceso emplea la fórmula de precios exponencial (ecuación 3), para simular 120 precios futuros (períodos mensuales) de la energía eléctrica y del gas natural, correspondientes a los próximos 10 años. Cada simulación empleó 5.000 iteraciones en el software Risk Simulator. La estimación del precio de los energéticos para cada período se establece como la media correspondiente. En la figura 5 se presentan los resultados.

En las figuras 6 y 7 se hace posible evidenciar el comportamiento histórico de los precios de energía eléctrica y gas natural respectivamente, así como el comportamiento esperado para los próximos 10 años establecido en percentiles, como lo presentan en sus estudios Longstaff & Schwartz (2001). Estos percentiles determinan la probabilidad de que las cifras se encuentren por debajo de los niveles de dichas curvas de precios.

En las tablas 7 y 8 se muestran los datos esperados de precios de energía eléctrica y de gas natural para el período 2011-2021, con los cuales se realiza la valoración del proyecto.

Tabla 4

Precios históricos de energía eléctrica para la unidad de negocio

Año	Generación (\$/Kwh)	Pérdidas	STN	STR	SDL	Otros cargos	Comercialización	Contribución
2001	46,53	2,00	11,96	-	19,83	7,40	17,77	106,57
2002	46,00	2,04	13,95	-	19,94	6,06	17,97	107,82
2003	62,97	3,19	17,49	-	25,17	6,14	23,49	140,91
2004	64,82	3,33	18,10	-	30,92	6,08	24,99	149,95
2005	72,59	3,67	17,90	16,40	16,91	4,59	26,62	159,70
2006	76,77	3,31	18,03	16,40	15,90	6,90	27,64	165,84
2007	77,01	3,27	17,99	15,83	16,01	3,63	26,93	161,57
2008	104,29	2,48	20,93	16,24	18,02	8,07	34,64	207,86
2009	106,25	2,53	21,77	16,84	22,39	6,49	35,92	215,53
2010	128,24	3,72	21,44	16,63	21,19	10,39	40,87	245,21

Fuente: elaboración propia.

Nota: las cifras corresponden a los promedios anuales, calculados a partir de datos mensuales.

Tabla 5

Precio histórico gas natural para la unidad de negocio

Año	Precio G.N. (\$/M3)	Variación Porcentual
2001	285,73	
2002	315,19	10,31%
2003	343,96	9,13%
2004	319,73	-7,04%
2005	322,91	0,99%
2006	349,80	8,33%
2007	329,39	-5,83%
2008	369,20	12,09%
2009	413,10	11,89%
2010	437,44	5,89%

Fuente: elaboración propia.

4.2. Simulación con el modelo Lognormal

El comportamiento de las variaciones de los precios de los energéticos objeto de análisis obedece a una distribución normal, posibilitando aplicar el modelo Lognormal (Alonso & Berggrun, 2008). Toda vez que se dispone de series históricas (precios mensuales entre enero de 2001 y diciembre de 2010), es posible encontrar un promedio y una desviación estándar de los datos. A partir de los retornos continuos, resulta factible proyectar períodos posteriores de comportamiento de los precios. El modelo fue corrido 20 veces (de acuerdo con Ballén & Erazo, 2010), y se seleccionaron las cifras del escenario de proyección reflejado en las tablas 9 y 10, las cuales corresponden al promedio de las iteraciones del proyecto.

De acuerdo con lo anterior, la figura 8 muestra una proyección de las tarifas de energía eléctrica para el período enero de 2011 a diciembre de 2021, con un nivel de confianza del 95%.

La línea superior de la figura 8 muestra la trayectoria de un posible escenario de comportamiento del precio futuro de la energía eléctrica. La línea inferior estima el valor mínimo que podría experimentar el precio; ambas estimadas con un nivel de confianza del 95%. La media estimada está configurada por la curva continua central.

Una vez realizada esta proyección, se puede apreciar en la figura 9 los valores históricos del precio de energía eléctrica y la proyección

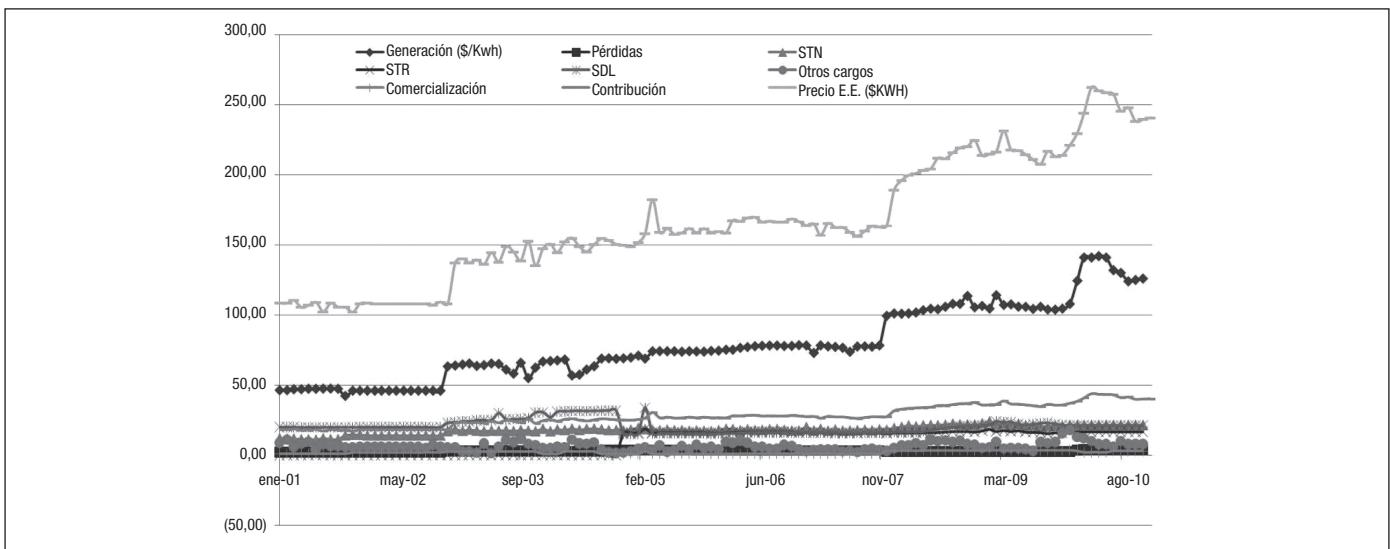


Figura 4. Evolución precios mensuales de energía eléctrica y sus componentes para la unidad de negocio.

Fuente: elaboración de los autores a partir de las cifras de la unidad de negocio.

Tabla 6
Estadísticos precio histórico energía eléctrica y gas natural

Estadísticas	Generación (\$/Kwh)	Pérdidas	STN	STR	SDL	Otros cargos	Comercialización	Contribución	Precio E.E. (\$/KWH)	Precio Gas Natural (\$/m3)
Promedio	78,82	2,96	18,01	9,92	20,63	6,55	1,93	27,68	166,10	384,64
Desv. Estándar	25,86	0,06	3,03	8,06	4,83	2,90	0,98	7,25	43,48	50,00
Varianza	668,52	0,41	9,16	64,95	23,36	8,41	0,97	52,50	1.890,85	2.500,40
Rnago	99,73	2,00	13,01	18,72	18,76	16,92	2,57	26,71	160,24	200,81
Mínimo	42,27	2,00	11,00	-	15,07	1,24	0,82	16,97	101,24	267,94
Máximo	142,00	4,00	24,01	18,72	33,83	18,16	3,39	43,68	262,08	468,74

Fuente: elaboración de los autores a partir de las cifras de la unidad de negocio.

*Coeficiente de correlación entre los precios de Energía Eléctrica y de Gas Natural: 0,835447 (enero 2001 a diciembre 2010)

Tabla 7
Precios esperados de energía eléctrica y gas natural según la simulación de Montecarlo

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m3)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	253,24	450,77	0,127		5,978	
2012	278,46	476,77	0,139	9,96%	6,323	5,77%
2013	306,19	504,27	0,153	9,96%	6,688	5,77%
2014	336,68	533,36	0,168	9,96%	7,074	5,77%
2015	370,21	564,13	0,185	9,96%	7,482	5,77%
2016	407,07	596,67	0,204	9,96%	7,913	5,77%
2017	447,61	631,08	0,224	9,96%	8,370	5,77%
2018	492,19	667,49	0,249	9,96%	8,852	5,77%
2019	541,20	705,99	0,271	9,96%	9,363	5,77%
2020	595,10	746,71	0,298	9,96%	9,903	5,77%
2021	654,36	789,78	0,327	9,96%	10,474	5,77%

Fuente: elaboración propia.

de la misma bajo este modelo de simulación. La curva de trayectoria refleja los valores reales de precio (\$/kWh) de energía eléctrica hasta la intersección, momento en el cual se observa el posible escenario citado anteriormente.

Las figuras 10 y 11 muestran las proyecciones de precios de gas natural para el período 2011-2021, la media de la proyección y sus expresiones mínimas y máximas esperadas para el mismo período, con un nivel de confianza del 95%.

4.3. Simulación modelo autorregresivo integrado de medias móviles

Se utilizó el programa Easy Reg definiendo una ecuación para la gráfica de datos históricos y realizar una proyección con un nivel de confianza del 95%. Las figuras 12 y 13 muestran la curva de precios históricos reales y la curva de la ecuación calculada para pronosticar comportamientos futuros de los precios de energía eléctrica y gas natural. El modelo resulta aplicable para realizar proyecciones de

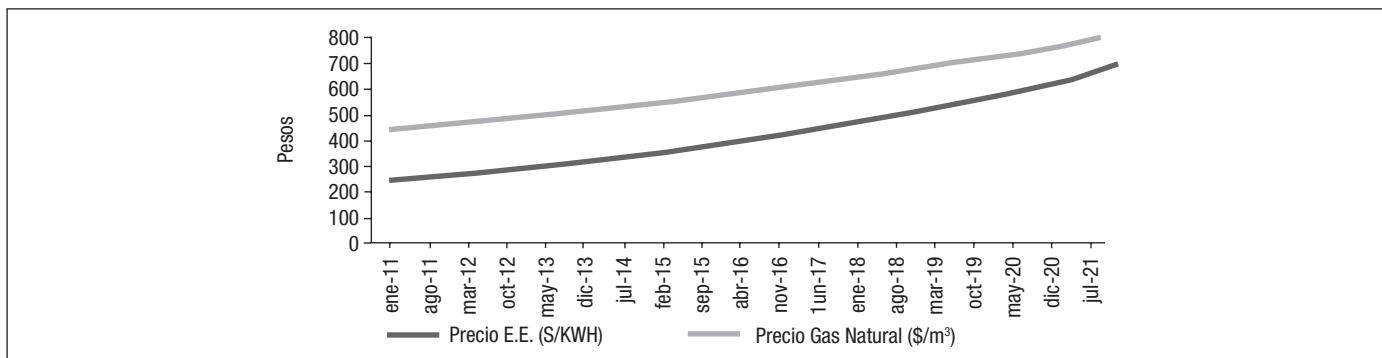


Figura 5. Simulación del precio de energía eléctrica y del gas natural 2011-2021.

Fuente: elaboración propia.

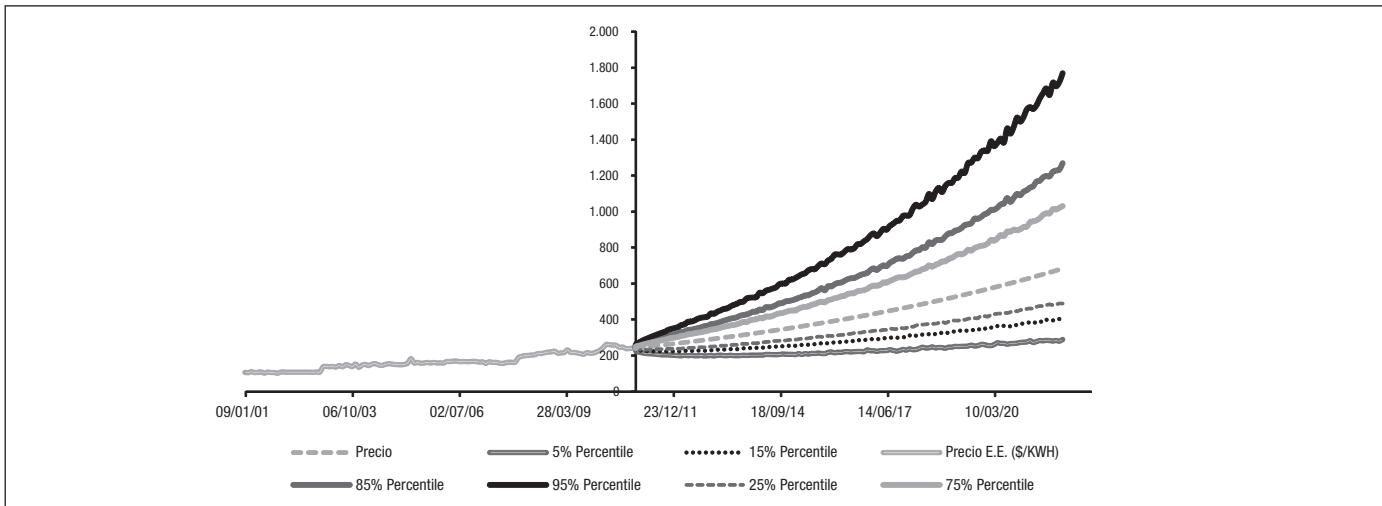


Figura 6. Simulación de Montecarlo para el precio de energía eléctrica (COP/kwh).

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8

Precios esperados de energía eléctrica sin contribución y gas natural según la simulación de Montecarlo

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m3)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	202,59	450,77	0,101		5,978	
2012	222,76	476,77	0,111	9,96%	6,323	5,77%
2013	244,95	504,27	0,122	9,96%	6,688	5,77%
2014	269,16	533,36	0,135	9,96%	7,074	5,77%
2015	296,16	564,13	0,148	9,96%	7,482	5,77%
2016	325,66	596,67	0,163	9,96%	7,913	5,77%
2017	358,09	631,08	0,179	9,96%	8,370	5,77%
2018	393,75	667,49	0,197	9,96%	8,852	5,77%
2019	432,96	705,99	0,216	9,96%	9,363	5,77%
2020	476,08	746,71	0,238	9,96%	9,903	5,77%
2021	523,49	789,78	0,262	9,96%	10,474	5,77%

Fuente: elaboración propia.

precio dado el caso de estudio del presente proyecto, toda vez que se fundamenta en datos históricos para realizar pronósticos con un alto nivel de confianza.

Al igual que el modelo anterior, la proyección precisa un rango mínimo y un rango máximo de precios futuros. En las tablas 11 y 12 se pueden observar los datos proyectados. En estas, para cada período, se presentan los precios promedio anuales proyectados de energía eléctrica (\$/kWh) y gas natural (\$/m³). A su vez, en las figuras 14 y 15 se puede observar la curva de precios mensuales proyectados de energía eléctrica y gas natural para el período 2011-2021. Se observa la curva de precios estimados y el rango en el cual se moverán los precios con un nivel de confianza del 95%.

la curva de precios estimados y el rango en el cual se moverán los precios con un nivel de confianza del 95%.

En las tablas 11 y 12 se puede observar los datos proyectados. En estas, para cada período, se muestran los precios promedio anuales proyectados de energía eléctrica (\$/kWh) y gas natural (\$/m³). A su vez, en las figuras 14 y 15 se puede observar la curva de precios mensuales proyectados de energía eléctrica y gas natural para el período 2011-2021. Se observa la curva de precios estimados y el rango en el cual se moverán los precios con un nivel de confianza del 95%.

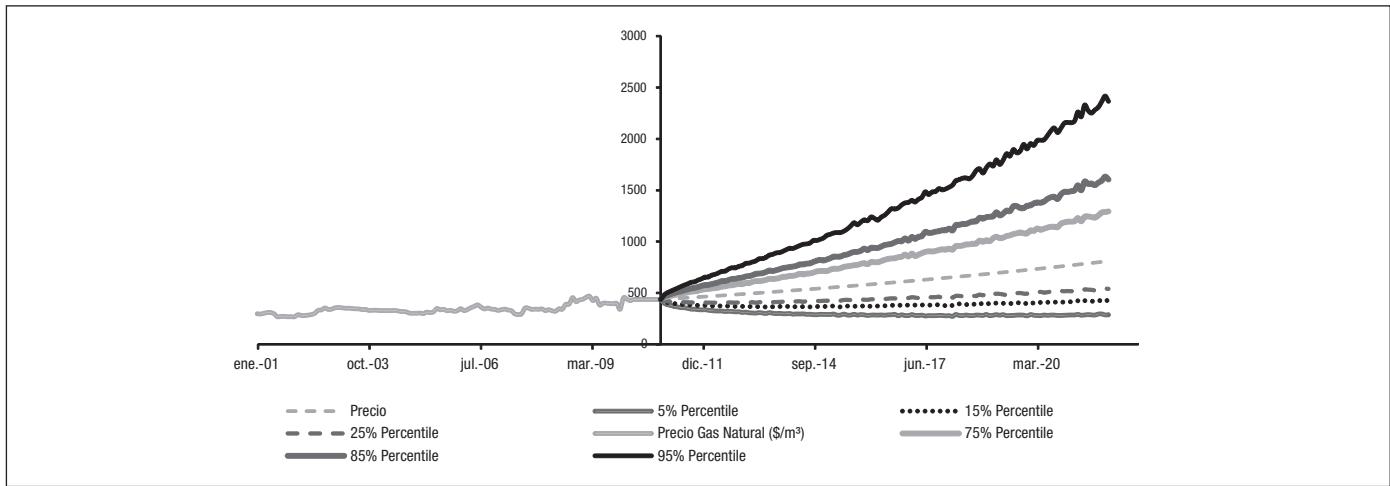


Figura 7. Simulación de Montecarlo para el precio de gas natural (COP/m³).

Fuente: elaboración propia.

Tabla 9

Precios esperados de energía eléctrica y gas natural según la simulación Lognormal

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m ³)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	232,29	390,69	0,116		5,181	
2012	279,68	435,07	0,140	20,40%	5,770	11,36%
2013	299,95	402,88	0,150	7,25%	5,343	-7,40%
2014	306,06	418,50	0,153	2,03%	5,550	3,88%
2015	327,74	502,55	0,164	7,80%	6,665	20,08%
2016	411,31	560,98	0,206	25,50%	7,440	11,63%
2017	480,21	546,52	0,240	16,75%	7,248	-2,58%
2018	518,57	635,02	0,259	7,99%	8,422	16,19%
2019	494,39	599,66	0,247	-4,66%	7,953	-5,57%
2020	465,85	749,45	0,233	-5,77%	9,940	24,98%
2021	514,24	712,20	0,257	10,39%	9,445	-4,97%

Fuente: elaboración propia.

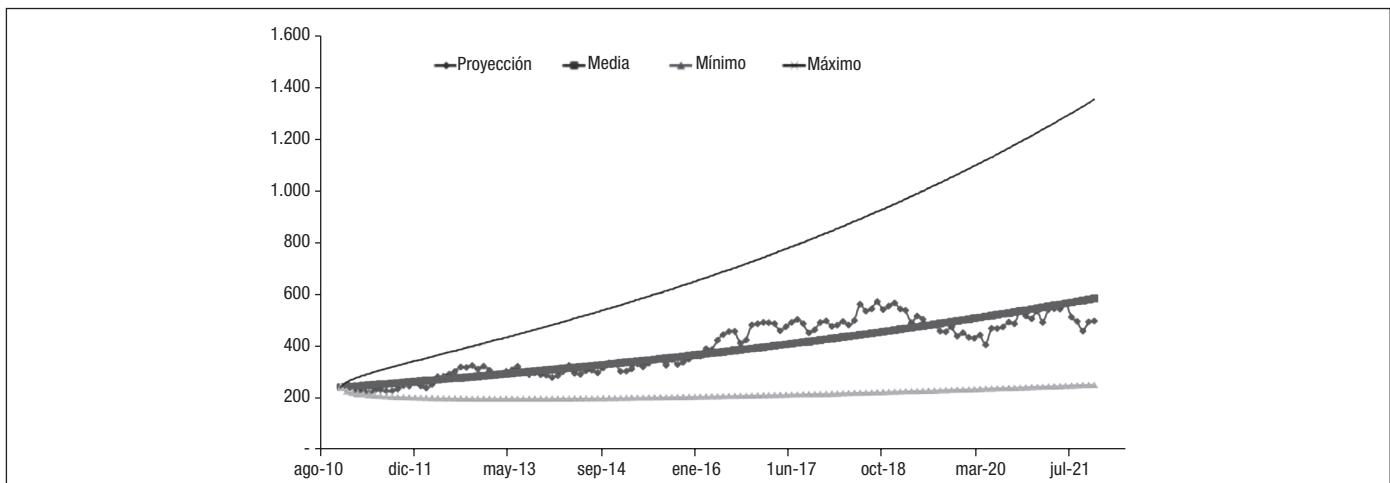


Figura 8. Simulación del precio de energía eléctrica 2011-2021 con el modelo LogNormal (nivel de confianza del 95%).

Fuente: elaboración propia.

Dada la mayor volatilidad en el comportamiento histórico de los precios de gas natural, el rango de precios esperados es significativamente mayor que el esperado para los precios futuros de energía eléctrica, para el mismo nivel de confianza.

4.4. Simulación por incrementos porcentuales en los drivers del proyecto

Para la proyección de las 2 variables principales del proyecto, precio gas y energía eléctrica, se utiliza, en primera instancia, la infor-

Tabla 10

Precios esperados de energía eléctrica sin contribución y gas natural según la simulación LogNormal

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m3)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	185,83	390,69	0,093		5,181	
2012	223,75	435,07	0,112	20,40%	5,770	11,36%
2013	239,96	402,88	0,120	7,25%	5,343	-7,40%
2014	244,85	418,50	0,122	2,03%	5,550	3,88%
2015	262,19	502,55	0,131	7,80%	6,665	20,08%
2016	329,05	560,98	0,165	25,50%	7,440	11,63%
2017	384,17	546,52	0,192	16,75%	7,248	-2,58%
2018	414,86	635,02	0,207	7,99%	8,422	16,19%
2019	395,51	599,66	0,198	-4,66%	7,953	-5,57%
2020	372,68	749,45	0,186	-5,77%	9,940	24,98%
2021	411,39	712,20	0,206	10,39%	9,445	-4,97%

Fuente: elaboración propia.

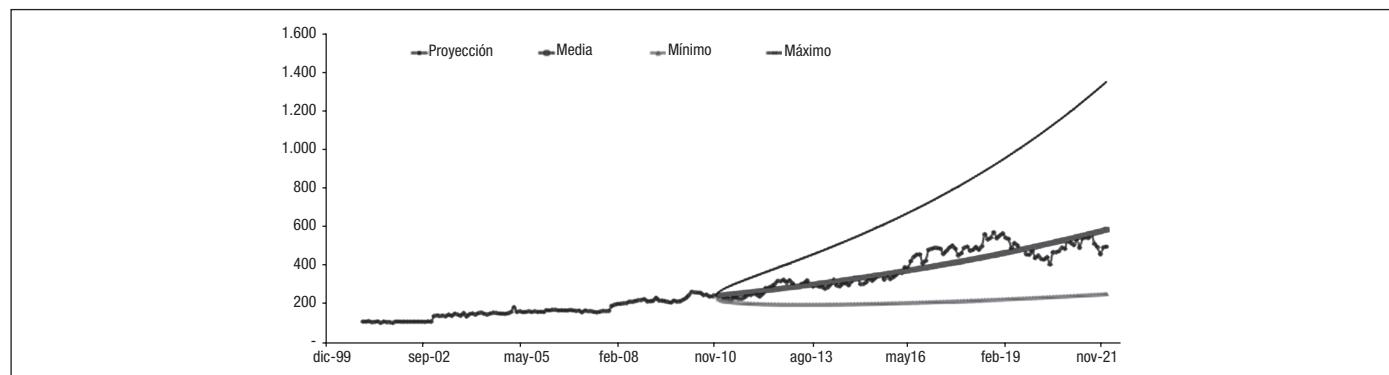


Figura 9. Precios de energía eléctrica (\$/kwh) históricos vs. proyectados con el modelo Lognormal (nivel de confianza del 95%).
Fuente: elaboración propia.

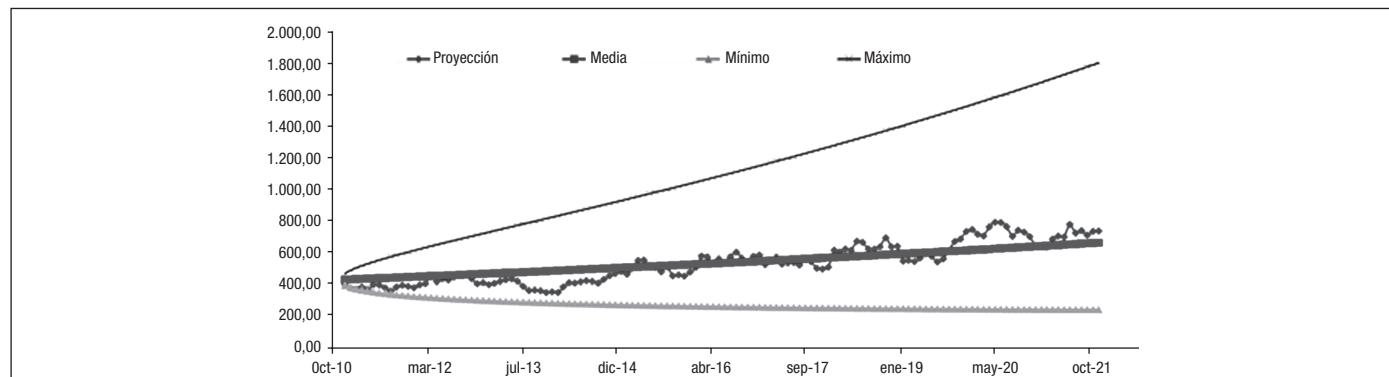


Figura 10. Simulación del precio de gas natural (\$/mbtu) 2011-2020 con el modelo Lognormal (nivel de confianza del 95%).
Fuente: elaboración propia.

mación estadística del comportamiento histórico de ambos factores, para luego asumir un porcentaje de incremento replicable en los 10 años de evaluación que se ha de proyectar.

Se asume un incremento del 3% anual en el precio del gas natural y del 4% anual para el caso de energía eléctrica. Se presenta una matriz de dimensión 9 x 10 (9 precios estimados para costo de energía eléctrica y 10 para el de gas natural), de los cuales se obtienen los cálculos de VPN y TIR para cada uno de los 90 escenarios (tabla 13).

Cada valor de la matriz de la tabla 13 representa la tarifa de partida en 2011, tarifa a la cual se aplica un incremento del costo del 3% para el gas natural y del 4% para el de energía eléctrica.

Como se indicó al comienzo de esta sección, para realizar la valoración financiera, se contemplarán con todos los modelos 2 escenarios:

uno con la proyección de las tarifas de energía eléctrica con el costo de contribución del 20% incluido (con contribución), y otro con la exclusión de este costo (sin contribución), dado el anuncio del Gobierno nacional de eliminar este gravamen a partir del mes de enero de 2012.

5. Evaluación financiera del proyecto

5.1. Resultados

Cada uno de los resultados de las proyecciones de precios para la energía eléctrica y para el combustible se corre en el modelo de valoración de proyectos (Buenaventura, 2001; Gallego & Núñez, 2011) arrojando los resultados que se resumen en la tabla 14.

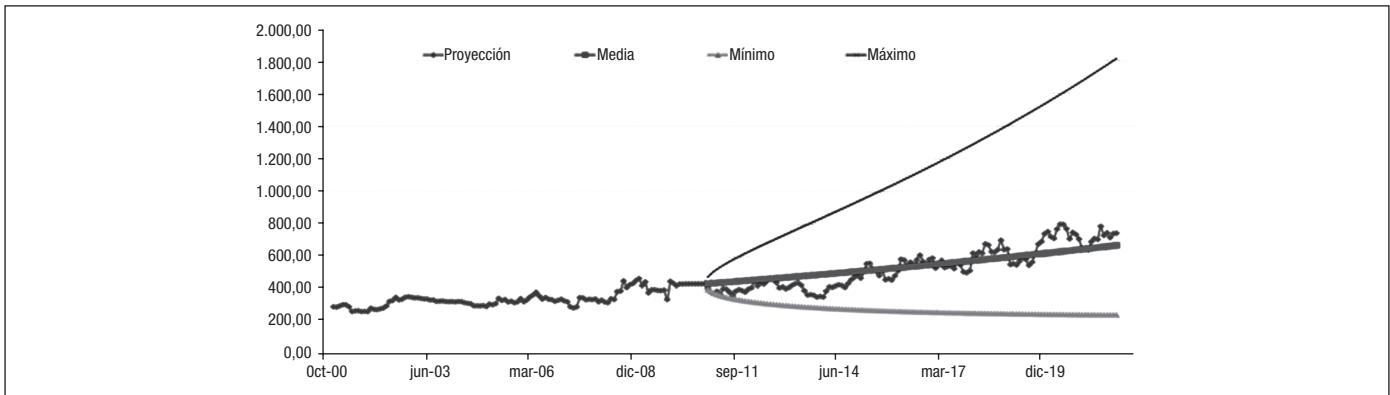


Figura 11. Precios de gas natural (\$/MBTU) históricos vs. proyectados con el modelo Lognormal (nivel de confianza del 95%).

Fuente: elaboración propia.

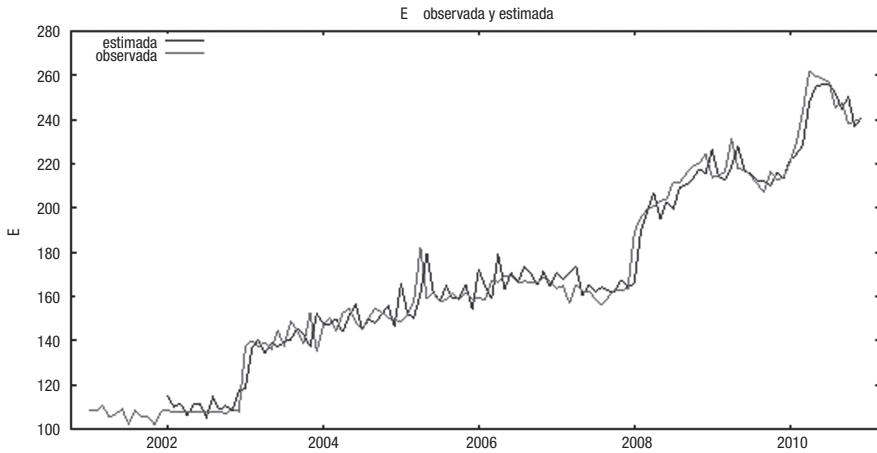


Figura 12. Curvas observada y estimada de los precios de energía eléctrica.

Fuente: elaboración propia.

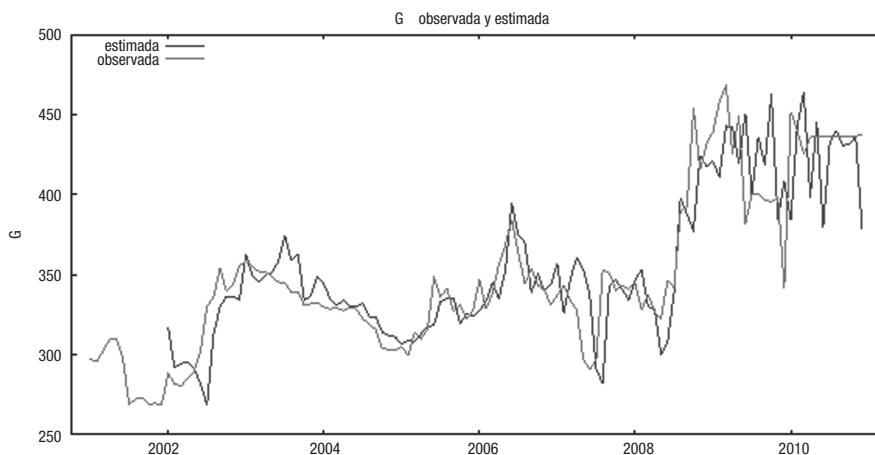


Figura 13. Curvas observada y estimada de los precios de gas natural.

Fuente: elaboración propia.

5.2. Hallazgos

Los 4 modelos empleados arrojaron una continuidad en la tendencia alcista de los costos energéticos en el largo plazo.

Con estas proyecciones, las evaluaciones financieras del proyecto de cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural reflejan viabilidad, dadas las condiciones de $VPN > 0$ y de $TIR > WACC$. Cabe anotar que de las 90 combinaciones en el modelo de análisis de situaciones, solo 2 resultaron con VPN negativo, lo que sugiere que la pro-

babilidad que el VPN del proyecto fuese negativo es máximo del 2,2%.

Es claro también que el efecto de la disminución de tarifas de energía eléctrica debido a la eliminación del impuesto de contribución (20%), aunque disminuye un poco la generación de riqueza, no cambia el sentido de la favorabilidad (VPN) en el proyecto.

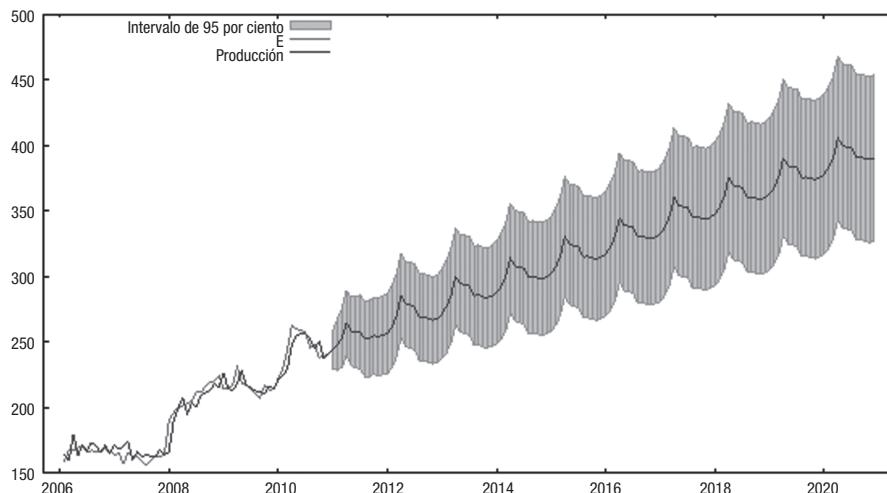
En el análisis de sensibilidad realizado al proyecto, se concluye fácilmente que este tiene una mayor influencia de la volatilidad de los precios de energía eléctrica, que de las proyecciones de precios de gas natural, esto también facilita la toma de la decisión por esta metodología.

Tabla 11

Proyección precios de energía eléctrica y gas natural con el Modelo ARIMA

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m3)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	254,12	488,78	0,127		6,482	
2012	270,45	516,85	0,135	6,42%	6,855	5,74%
2013	295,56	538,60	0,143	5,96%	7,143	4,21%
2014	300,74	558,65	0,150	4,95%	7,409	3,72%
2015	316,38	578,25	0,158	5,20%	7,669	3,51%
2016	331,46	597,72	0,166	4,77%	7,927	3,37%
2017	346,56	617,16	0,173	4,55%	8,185	3,25%
2018	361,80	636,59	0,181	4,40%	8,443	3,15%
2019	376,93	656,01	0,188	4,18%	8,700	3,05%
2020	392,10	675,44	0,196	4,02%	8,958	2,96%
2021	388,25	675,69	0,194	-0,98%	8,961	0,04%

Fuente: elaboración propia.

**Figura 14.** Proyección de precios de la energía eléctrica con el modelo autorregresivo integrado de medias móviles.
Fuente: elaboración propia.**Tabla 12**

Proyección precios de energía eléctrica sin contribución y gas natural con el Modelo ARIMA

Año	E.E. (COP/KWh)	G.N. (COP/m3)	E.E. (USD/KWh)	Variación Anual	G.N. (USD/MBTU)	Variación Anual
2011	203,30	488,78	0,102		6,482	
2012	216,36	516,85	0,108	6,42%	6,855	5,74%
2013	229,25	538,60	0,115	5,96%	7,143	4,21%
2014	240,59	558,65	0,120	4,95%	7,409	3,72%
2015	253,10	578,25	0,127	5,20%	7,669	3,51%
2016	265,17	597,72	0,133	4,77%	7,927	3,37%
2017	277,25	617,16	0,139	4,55%	8,185	3,25%
2018	289,44	636,59	0,145	4,40%	8,443	3,15%
2019	301,54	656,01	0,151	4,18%	8,700	3,05%
2020	313,68	675,44	0,157	4,02%	8,958	2,96%
2021	310,60	675,69	0,155	-0,98%	8,961	0,04%

Fuente: elaboración propia.

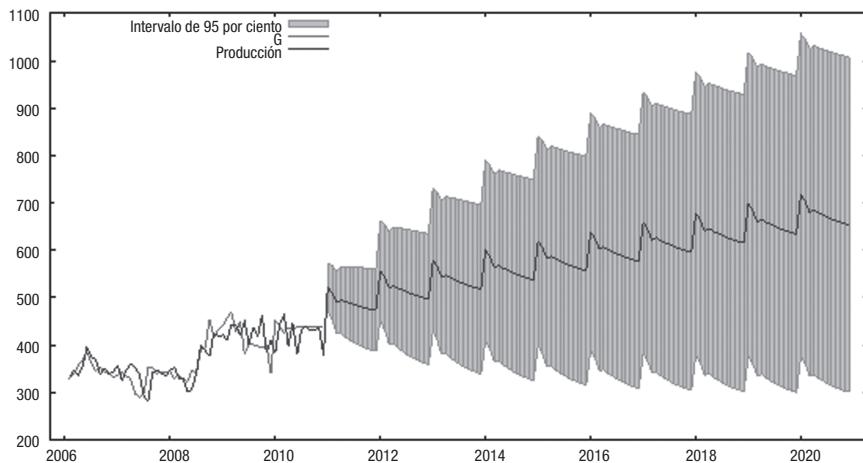


Figura 15. Proyección de precios de gas natural con el modelo autorregresivo integrado de medias móviles.
Fuente: elaboración propia.

Tabla 13

Matriz de combinaciones de precios la energía eléctrica y gas natural.

Precios de la energía eléctrica US\$/kWh	Precios del gas natural US\$/MBTU									
		6,01	6,20	6,39	6,59	6,79	7,39	8,00	9,00	10,00
	0,103									
	0,107									
	0,112									
	0,116									
	0,121									
	0,126									
	0,131									
	0,136									
	0,142									

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14

Comparativo resultados de valoración proyecto de cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural, periodo 2012-2021

Modelo	Montecarlo		Lognormal		ARIMA		Situaciones	
	Escenario	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.	Sin Contr.	Con Contr.
VPN (USD Miles)	\$ 24.849,89	\$ 16.506,49	\$ 22.763,38	\$ 14.048,06	\$ 15.569,50	\$ 8.180,79	\$ 10.277,76	\$ 3.888,81
TIR (%)	37,16%	29,45%	36,23%	28,08%	30,91%	22,67%	25,25%	17,40%
Payback (años)	2,81	3,53	2,84	3,63	3,04	3,93	3,57	4,69

Fuente: elaboración propia.

6. Conclusiones

Los análisis que arroja la sensibilidad del caso presentado hace evidente la robustez de la decisión de aceptación del proyecto.

Teniendo en cuenta que no existe una herramienta que pronostique la tendencia futura de precios con 100% de certeza, el análisis de sensibilidad ofrece una metodología bastante práctica para medir el riesgo calculado de efectuar el proyecto. Vale la pena destacar la confianza ganada en la toma de decisiones de proyectos con incertidumbre, al emplear herramientas profundas de evaluación como las utilizadas en este trabajo.

El aporte del presente trabajo al campo de la valoración de proyectos de gran inversión en tecnologías específicas, justamente es proponer y aplicar una metodología que permite validar por varios

modelos la incertidumbre de la decisión de viabilidad financiera ante la volatilidad que algunas de las variables del negocio le proponen. Se considera que en proyectos en los cuales los niveles futuros de precios constituyan la fuente de incertidumbre, esta metodología será una herramienta de apoyo para tomar la decisión.

Asimismo, se destaca el tratamiento del análisis de situaciones en modo combinatorio, aplicado aquí (en la combinación de posibles precios de energía y combustibles), como una excelente metodología para analizar un número limitado (2 o 3) de variables que sensibilizan la decisión.

La metodología presentada en el trabajo no consideró otras variables inciertas en el futuro, más que los precios. En el campo de la tributación solo observó una circunstancia alterna, limitaciones que se reconocen. En Colombia, la incidencia de lo jurídico y tributario en

el costo de los servicios públicos es tan impactante como cambiante; en este sentido, se invita a los lectores interesados en el tema a proponer y desarrollar una metodología que pudiera incorporar plenamente la incertidumbre de esta variable.

Bibliografía

- Alonso, J. C. & Berggrun, L. (2008). *Introducción al análisis de riesgo financiero* (1.^a ed.). Cali: Universidad Icesi.
- Ballén, H. & Erazo, J. M. (2010). *Análisis de series históricas para pronósticos en la industria editorial*. Trabajo de grado. Universidad Icesi.
- Blanchard, O. (2006). *Macroeconomía* (4.^a ed.). Madrid: Prentice Hall.
- Blocher, E., Stout, D., Cokins, G. & Chen, K. (2005). *Administración de Costos, un enfoque estratégico* (4.^a ed.). México D.F.: Mc Graw-Hill.
- Buenaventura, G. (2007). *Evaluación de proyectos de inversión y presupuestación de bienes de capital* (1.^a ed.). Cali: Universidad Icesi.
- Buenaventura, G. (2011). *Teoría de inversión en evaluación de proyectos y presupuestación de capital* (1^a Edición). Cali, Universidad Icesi.
- Cafisch, R. (1998). Monte Carlo and Quasi-Monte Carlo Methods. *Acta Numérica*, 1-49.
- Chase R., Aquilano N. & Jacobs F. (2001). *Administración de Producción y Operaciones, Manufactura y Servicios* (8.^a ed.). Bogotá: Mc Graw-Hill.
- De Arce, R. & Mahía, R. (2003). *Modelos Arima*. Programa Citius-Técnicas de previsión de variables financieras. UDI Economía e Informática. Recuperado de: http://www.uam.es/personal_pdi/economicas/anadelsur/pdf/box-jenkins.pdf
- Gallego G. & Núñez C. (2011). *Desarrollo de la Metodología y evaluación de proyectos energéticos con manejo de la incertidumbre en precios: proyecto de cogeneración de energía eléctrica con base en gas natural para una empresa de Santiago de Cali*. Tesis de grado. Cali: Universidad Icesi.
- Longstaff, F. A. & Schwartz, E. S. (2001). Valuing American options by simulation: a simple least-squares approach. *Review of Financial Studies*, 14(1), 113-147.