

# LA VALORACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA BAJO EL ENFOQUE DE OPCIONES REALES\*

*Cecilia Maya Ochoa*\*\*

*Juan David Hernández Betancur*\*\*\*

*Óscar Mauricio Gallego Múnera*\*\*\*\*

---

\* El presente artículo es resultado de la investigación empírica realizada en torno al proyecto de tesis de grado de la Maestría en Finanzas (M.Sc.), con énfasis en Finanzas Corporativas, de la Universidad Eafit, Medellín, Colombia. El artículo se recibió el 02-02-2010 y se aprobó el 28-05-2012.

\*\* Ph.D. en Economía Internacional y Finanzas, Brandeis University, Boston, Estados Unidos, 2004; M.A. Economía Internacional y Finanzas, Brandeis University, Boston, Estados Unidos, 2000; especialista en Política Económica, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 1995; especialista en Instituciones Financieras, Universidad Eafit, Medellín, Colombia, 1992; doctora en Leyes, Universidad de Medellín, Medellín, Colombia, 1990; gerente de Operaciones Financieras, XM S.A (Grupo ISA); docente de cátedra, Departamento de Finanzas, Universidad Eafit, Medellín, Colombia; Investigadora del Grupo de Investigación en Finanzas y Banca (GIFYB), Universidad Eafit, Medellín, Colombia. Correo electrónico: cmaya@eafit.edu.co

\*\*\* Magíster en Finanzas, Universidad Eafit, Medellín, Colombia, 2007; contador público, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 2005; coordinador financiero, Gases Industriales de Colombia, Cryogas S.A.; docente de cátedra en pregrado y posgrado, Universidad de Medellín, Medellín, Colombia. Correo electrónico: jherna30@eafit.edu.co

\*\*\*\* Magíster en Finanzas, Universidad Eafit, Medellín, Colombia, 2007; especialista en Finanzas, Preparación y Evaluación de Proyectos, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, 2003; ingeniero industrial, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 2000; profesional en Negocios de Inversión, Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P, Colombia. Correo electrónico: oscar.gallego@epm.com.co

## La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales

### RESUMEN

Este estudio explora diferentes metodologías de valoración de proyectos de generación de energía eólica en Colombia. Inicialmente se valora con base en flujos de caja descontados, luego se aplica el enfoque de opciones reales, estimando su valor extendido, incluida una opción real de expansión. Para estimar la volatilidad, parámetro fundamental de la valoración de la opción real, se simulan los procesos que siguen las variables con alta incidencia en ella, como el precio de la energía y los vientos. Se concluye que estos proyectos no serían viables financieramente usando métodos tradicionales de valoración, pero sí con el enfoque de opciones reales –incluso considerando los incentivos tributarios vigentes y de otra índole como los certificados de reducción de emisiones (CER)–, que tiene en cuenta la flexibilidad existente.

#### Palabras clave:

Opciones reales, volatilidad, flujos de caja descontados, valor presente neto, valor extendido, energía eólica.

Clasificación JEL: G11.

## The valuation of eolic energy projects in Colombia under the real option approach

### ABSTRACT

Different eolic energy project valuation methodologies were assessed for the Colombian case, namely the discounted cash flow and real option approaches, the latter applied by estimating option extended values and including a real expansion possibility. In order to estimate volatility, which is a fundamental real option valuation parameter, the prices of the factors most outstandingly affecting it, namely electric power and winds, were simulated. It is concluded that the projects in question would not be considered viable through traditional valuation methods, but their actual feasibility comes clear by applying the real option approach, all the more when taking into account current tax and other incentives such as Emission Reduction Certificates.

#### Keywords:

Real options, volatility, discounted cash flow, present net value, extended value, eolic energy.

JEL Classification: G11.

## A valoração de projetos de energia eólica na Colômbia sob o enfoque de opções reais

### RESUMO

Este estudo explora diferentes metodologías de valoração de projetos de geração de energia eólica na Colômbia. Inicialmente a valoração é baseada em fluxos de caixa descontados, logo se aplica o enfoque de opções reais estimando seu valor estendido, incluída uma opção real de expansão. Para estimar a volatilidade, parâmetro fundamental da valoração da opção real, simulam-se os processos que seguem as variáveis com alta incidência nela, como o preço da energia e os ventos. Conclui-se que estes projetos não seriam viáveis financeiramente usando métodos tradicionais de valoração, mas sim com o enfoque de opções reais - inclusive considerando-se os incentivos tributários vigentes e de outra índole como os Certificados de Redução de Emissões CER- que leva em conta a flexibilidade existente.

#### Palavras chave:

Opções reais, Volatilidade, Fluxos de Caixa Descontados, Valor Presente Líquido, Valor Estendido, Energia eólica.

Classificação JEL: G11.

Colombia es un país que se destaca por su potencial eléctrico, gracias a la disponibilidad de recursos para la generación eléctrica y a las instituciones que rigen el mercado eléctrico. En cuanto a recursos tradicionales, dispone de abundantes fuentes hídricas aprovechables para la generación eléctrica, además de carbón, gas y otros combustibles fósiles; en cuanto a fuentes de energía no tradicionales, se explora el potencial geotérmico y goza de un régimen de vientos sobresaliente en Suramérica y aprovechable para la generación eólica<sup>1</sup>. Adicionalmente, las instituciones del sector promueven la competencia y unas reglas de juego claras y estables para los inversionistas mediante la remuneración de la confiabilidad<sup>2</sup> (Vergara et ál., 2010).

En el caso de la energía eólica causa extraña su desarrollo bastante incipiente, con una capacidad instalada de apenas 19,5 MW representada por Jepirachi, en La Guajira. La explicación parece estar en que estos proyectos están rodeados de grandes incertidumbres que abarcan desde el comportamiento de los vientos hasta los precios de la electricidad; además, requieren grandes inversiones iniciales, por lo que al ser valorados con base en los métodos tradicionales de flujos de caja descontados (en adelante FCD), se concluye la no viabilidad financiera del proyecto.

El interés en desarrollar este tipo de energías alternativas, que además son amigables con el medio ambiente, es que son muy comple-

mentarias con la predominante de fuente hidrológica. Vergara et ál. (2010) encuentran que la energía eólica contribuye con generación justo en periodos muy secos como los producidos por el fenómeno del Niño y en el período pico de la demanda. Ahora bien, se han propuesto diferentes mecanismos para estimular su desarrollo. Entre los más comúnmente empleados se encuentran las exenciones o los descuentos tributarios y los certificados de reducción de emisiones (CER). Aun si se incluyen los flujos de caja libre adicionales generados por estos mecanismos, estos proyectos de generación eólica no logran ser viables financieramente; por ejemplo, tener un valor presente neto (VPN) positivo, tal como se muestra en este estudio.

A similar conclusión llegan Botero, Isaza y Valencia (2010) y Vergara et ál. (2010), quienes encuentran que aun con precios de los CER de 50 dólares, la energía eólica no sería el recurso de menor costo en el *ranking* de recursos de generación, y bajo las condiciones actuales no es una tecnología competitiva en el país. Estos autores sugieren que se hacen necesarias otras políticas para facilitar la inversión, tales como líneas de crédito blandas de la banca multilateral, exigencia de pagos adicionales por la generación con tecnologías contaminantes (*green charge*) o la aplicación del cargo por confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006). Esta última alternativa se encuentra en desarrollo por parte del regulador colombiano, el cual, mediante resolución CREG 148 del 2011 estableció unas condiciones iniciales limitadas para su aplicación, las

<sup>1</sup> Colombia presenta vientos *offshore* similares tan solo a los de la Patagonia. En la Guajira se estima un potencia de 18 GW, suficiente para abastecer el doble de la demanda nacional (Pérez y Osorio, 2002).

<sup>2</sup> Cargo por confiabilidad (Res. CREG 071 del 2006).

cuales además deberán ser reglamentadas por el Consejo Nacional de Operación (CNO)<sup>3</sup>.

Ahora bien, si se recurre a metodologías de valoración que superen los limitados esquemas de los métodos tradicionales basados en FCD, es posible encontrarle viabilidad financiera a este tipo de inversiones, aun bajo las condiciones actuales en Colombia. En la teoría financiera las metodologías tradicionales basadas en FCD han sido complementadas por lo que se conoce como el enfoque de opciones reales (*real options analysis-ROA*), de gran utilidad, especialmente en el caso de proyectos que, como los de generación de energía eólica, enfrentan alta incertidumbre o permiten flexibilidad al inversionista para hacer una inversión en menor escala y, ante determinadas condiciones, expandirlo.

El enfoque de opciones reales (en adelante ROA) ha sido aplicado a la valoración de proyectos de energía eólica por Lamothe y Méndez (2007), incluyendo opciones de abandono y de compra secuencial. Méndez, Goyanes y Lamothe (2009) analizan diferentes métodos para la estimación de la volatilidad y concluyen que el más apropiado en estos casos es el de la volatilidad futura implícita del proyecto.

<sup>3</sup> El cálculo de la energía en firme para el cargo por confiabilidad (Enficc) de una planta eólica debe contar con información mensual de las velocidades medias del viento igual o mayor a diez (10) años, la cual no está disponible en muchos casos. Si no se cuenta con dicha información, el valor reconocido de energía en firme es considerablemente inferior al que Vergara et ál. (2010) estiman suficiente para darle viabilidad económica a un proyecto de esta naturaleza.

Venetsanos et ál. (2002) identifican opciones reales de expandir y diferir un proyecto de energía eólica en Grecia. En Colombia, Mora, Agudelo y Dyner (2004) valoran un proyecto de energía eólica con opciones reales de expansión y compra secuencial. Muñoz (2009) valora un proyecto de generación eólica con opciones reales de diferir y abandonar mediante el modelo trinomial, y concluye que a diferencia de otros proyectos de generación eléctrica, la incertidumbre que debe tenerse en cuenta comprende no solo el precio de los combustibles, sino también la producción de energía por la variabilidad de los vientos. Correia et ál. (2008) analizan el valor de la flexibilidad de un proyecto de esta naturaleza que se desarrolla en varias etapas y estudian la política de ejercicio óptimo para las opciones reales de diferir y abandonar incluidas.

En el estudio que se presenta a continuación se aplica ROA a la valoración de un proyecto de energía eólica en Colombia. En la primera sección se introduce el fundamento teórico del enfoque de opciones reales y se discuten varias metodologías para el cálculo de la volatilidad, variable fundamental al momento de estimar una opción real. En la segunda sección se valora un proyecto de esta naturaleza mediante FCD, incluyendo los incentivos vigentes para este tipo de inversiones. En la tercera sección se construye un modelo estocástico para la estimación de la volatilidad mediante simulación de Monte Carlo y se valora un proyecto de energía eólica bajo ROA<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> El objetivo de la investigación no es estimar el valor exacto de un proyecto de energía eólica; se es riguroso en la búsqueda de datos que acerquen el caso a la realidad.

## El enfoque de opciones reales (ROA)

Históricamente se han propuesto diversas metodologías para la valoración de proyectos de inversión. Las más utilizadas en la actualidad son las basadas en flujos de caja descontados (FCD), como por ejemplo el valor presente neto (VPN), donde se proyectan los flujos que se espera obtener y se traen a valor presente con una tasa de descuento ajustada por el riesgo del proyecto.

Schubert & Barenbaum (2007) afirman que en la actualidad esta es la metodología que se utiliza con mayor frecuencia para analizar proyectos de inversión; no obstante, permite trabajar bajo muy pocos escenarios de proyección, convirtiéndose en una metodología rígida en su composición y en su criterio de decisión, el cual consiste en aceptar el proyecto cuando su VPN es positivo, sin analizar las diferentes trayectorias que puede tomar dicho proyecto en el futuro.

Como alternativa, el método de simulación Monte Carlo permite generar múltiples escenarios de valoración; sin embargo, las inversiones futuras del proyecto se toman como dadas en un determinado período de tiempo, por lo cual este método tampoco incluye la flexibilidad existente en las decisiones de un proyecto, la cual consiste en poder introducirle variaciones conforme se reúne más información relevante. Para incorporar la flexibilidad se utiliza la metodología de árboles de decisión, que reconoce la existencia de un abanico de posibilidades futuras; no obstante, el riesgo sigue teniendo una connotación negativa pues a mayor riesgo, mayor es la tasa de descuento aplicable a los flujos de caja esperados.

El ROA, en cambio, permite combinar la flexibilidad en la toma de decisiones y la posibilidad de considerar las diferentes trayectorias que puede seguir el valor del proyecto hacia el futuro. Con el ROA se consideran aquellas decisiones que afectan positivamente el valor del proyecto, pues la variabilidad positiva se asume a favor y se rechaza la variabilidad negativa, lo que permite incorporar una asimetría positiva a los flujos de caja del proyecto, asimetría que generalmente le agrega valor a este. En el ROA se combinan las finanzas corporativas con la gerencia estratégica para la toma de decisiones, y el riesgo deja de tener una connotación negativa para convertirse en una oportunidad.

Para la valoración de las opciones reales suele recurrirse a los métodos aplicables a las opciones financieras, como el propuesto inicialmente por Black, Scholes (1973) y Merton (1973). En el cuadro 1 se presenta un paralelo entre los parámetros que se utilizan para la valoración de opciones reales y los de las opciones financieras:

El activo subyacente  $S_t$  a una opción real es el valor presente (VP) de los flujos de caja del proyecto, sin tener en cuenta la inversión inicial requerida. El precio de ejercicio ( $x$ ) es el costo de la inversión ( $i$ ) que se asume al tomar la decisión.

En opciones financieras se utiliza la tasa libre de riesgo para descontar el ingreso esperado de la opción con base en el método de valoración de riesgo neutral, el cual supone la posibilidad de construir un portafolio réplica. Sin embargo, la conformación de dicho portafolio es factible solo en algunos casos,

Cuadro 1  
**Parámetros utilizados en las opciones financieras y en las opciones reales**

Parámetros de las opciones financieras	
Parámetro	Opción financiera
$S_t$	Precio del activo subyacente en $t$
$X$	Precio de ejercicio de la opción
$R$	Tasa de interés libre de riesgo
$\Sigma$	Volatilidad de los rendimientos del activo subyacente
$T-t$	Plazo para la expiración del contrato de opción
Parámetros de las opciones reales	
Parámetro	Opción real
$VP_t$	Valor presente en $t$ de los flujos de efectivo esperados
$I_t$	Costo de inversión en $t$
$R$	Tasa de descuento para la opción real
$\Sigma$	Volatilidad del proyecto
$T-t$	Tiempo en que existe la oportunidad de inversión

por lo cual se hace necesario ajustar la tasa de interés con una prima de riesgo.

La volatilidad ( $\sigma$ ) se calcula como la desviación estándar de los retornos del activo subyacente; este es un parámetro fundamental para la valoración tanto en opciones financieras como en las opciones reales y, por eso, más adelante en esta sección se hace un especial énfasis en su estimación para el caso de opciones reales, en particular para un proyecto de esta naturaleza. Finalmente, la expiración de la opción ( $T-t$ ) es el tiempo en que es posible ejercer la opción y depende de las circunstancias concretas de cada proyecto.

Las distintas opciones reales se pueden asimilar a una opción de compra o de venta para su valoración. Por ejemplo, para el caso de análisis, más adelante se considera una opción de expansión la cual demanda una inversión para poder ser ejercida. Este tipo de opción se puede comparar con una opción de compra, donde su valor intrínseco  $V_e$  es el máximo entre cero y el diferencial entre el valor adicional del proyecto generado por la expansión y la inversión requerida, de la siguiente forma:

$$V_e: \text{Max}(0, VP_e - I_e) \tag{1}$$

$V_e$ : valor de la opción de expandir

$VP_e$ : valor presente de los flujos de caja adicionales al expandir el proyecto

$I_e$ : inversión asociada a la expansión

Ahora bien, el valor total de un proyecto bajo ROA es la suma del valor del proyecto sin flexibilidad o VPN pasivo más el valor de la opción real que este genera, lo que se conoce como VPN expandido o valor con flexibilidad ( $Vf$ ):

$$Vf: Vsf + OR \tag{2}$$

$Vf$ : Valor del proyecto bajo ROA, valor con flexibilidad o VPN expandido

$Vsf$ : Valor del proyecto sin flexibilidad

$OR$ : Valor de las opciones reales

Para valorar opciones reales se recurre al modelo de Black y Scholes (1973) y Merton (1973) para opciones europeas y al binomial

para opciones americanas (Cox, Ross y Rubinstein, 1979). El primero de ellos parte del supuesto de que los rendimientos continuos del activo subyacente se comportan siguiendo un proceso normal, pero esto no es válido generalmente para el valor de un proyecto de inversión. Por otro lado, solo se aplica para opciones cuyo ejercicio anticipado no sea óptimo, como puede suceder en las opciones americanas.

Por el contrario, el modelo binomial (Cox, Ross y Rubinstein, 1979) se puede utilizar para valorar opciones de tipo americano. Este modelo asume que la volatilidad del subyacente es constante en el tiempo y los demás supuestos de Black, Sholes y Merton, pero modela el comportamiento del subyacente partiendo de un proceso estocástico discreto de tipo binomial<sup>5</sup>.

La volatilidad es la razón de la existencia de las opciones, y por eso es fundamental su adecuada estimación. Para ello, una primera metodología parte de la construcción de un portafolio réplica del ingreso de la opción, utilizando acciones de empresas similares al proyecto que se está valorando y que se negocian en mercados bursátiles. La volatilidad de la opción se estima como la desviación estándar de los retornos periódicos de dichas acciones, con la ventaja de que se parte de información disponible en el mercado. Sin embargo, en ocasiones es difícil encontrar compañías cuyo objeto social sea asimilable exactamente al del proyecto, lo cual puede

dar lugar a error en la valoración. Para aplicar esta metodología debe tenerse en cuenta que la volatilidad de la empresa réplica contiene en sí el apalancamiento propio, por lo cual se recomienda desapalancar y apalancar nuevamente con la realidad del proyecto que se va a valorar bajo ROA (Mascareñas, 2002).

Una segunda metodología consiste en calcular la volatilidad del factor predominante de riesgo del proyecto. La volatilidad en este caso se calcula como la desviación estándar de las variaciones logarítmicas de dicho factor. Para proyectos de energía eléctrica, Osorio (2002) plantea que el precio de la energía define el nivel de rentabilidad, por lo que se convierte en el factor predominante en proyectos de esta naturaleza. Esta metodología es simple de utilizar y generalmente es muy intuitiva; sin embargo, se podría estar sobrestimando el riesgo, al descartar factores correlacionados negativamente con el factor predominante.

Una tercera metodología es la de calcular la volatilidad futura implícita del proyecto, consistente en la desviación estándar de las rentabilidades futuras proyectadas a partir de la construcción de un modelo de valoración tradicional. Para esta metodología es indispensable identificar aquellas variables que más inciden en los flujos de caja del proyecto y su comportamiento estocástico, simular los flujos de caja con base en el método de Monte Carlo, para finalmente calcular la rentabilidad del proyecto y su volatilidad.

Para no incurrir en riesgo de modelación en la aplicación del método Monte Carlo es necesario identificar la distribución o el proceso, según el caso, que siguen las variables

<sup>5</sup> Para una explicación detallada del método binomial ver Hull (2011), y Brandao, Dyer y Hahn (2005) para su aplicación a opciones reales.

definidas, determinar las autocorrelaciones existentes y las correlaciones con otras variables y estudiar su estacionariedad, en forma tal que sea posible hacer predicciones de su comportamiento futuro<sup>6</sup>.

A continuación se aplica el método Monte Carlo generando múltiples trayectorias para el valor del proyecto y para la variable de rentabilidad que se va a considerar. La volatilidad futura implícita del proyecto será la de su indicador de rentabilidad, tal como lo proponen Copeland y Antikarov (2001) y Brandao, Dyer y Hahn (2005). Estos autores parten del supuesto *market asset disclaimer* (MAD), de acuerdo con el cual, en el caso de un proyecto que no es un activo que se negocie en el mercado, la mejor forma de calcular su volatilidad es partiendo del mismo proyecto sin flexibilidad. La variable de rentabilidad propuesta  $z$  es calculada de la siguiente manera:

$$z = \ln\left(\frac{PV_1 + FCF_1}{PV_0}\right) \quad (3)$$

Donde

$$PV_1 = \sum \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^{t-1}} \quad (4)$$

$FCF_t$ : es el flujo de caja libre en cada período

$PV_t$ : es el valor presente de los flujos de caja en cada período

<sup>6</sup> Para definir el comportamiento de una variable aleatoria se aplican pruebas de bondad de ajuste, por ejemplo Kolmogorov-Smirnoff, y se indaga si la variable se ajusta a una determinada distribución. No obstante, existe la posibilidad de que las variables presenten procesos autorregresivos que no se logran captar en la distribución de probabilidad de una variable. Para detectar su presencia, se recurre a la metodología Arima.

Para el cálculo se debe dejar el valor presente en el año cero constante ( $VP_0$ ), pues de lo contrario convergería en el WACC. Esta medida de rentabilidad muestra cómo varía el valor presente en el año uno ( $VP_1$ ) en relación con el valor presente constante del año cero ( $VP_0$ ). Esta metodología es la utilizada por Lamothe y Méndez (2007) y Méndez, Goyanes y Lamothe (2009).

Otra alternativa para el indicador de rentabilidad del proyecto es la tasa interna de retorno (TIR); sin embargo, existen diversas limitaciones en la utilización de este indicador, debido a la posibilidad de que un proyecto tenga múltiples TIR o que no tenga ninguna. En su lugar, es más conveniente utilizar la tasa verdadera de rentabilidad, conocida como TIR modificada (TIRM), que permite utilizar una tasa diferencial para las inversiones y reinversiones de capital y para los flujos de caja positivos del proyecto. Los primeros se llevan a valor presente a la tasa de financiación y los segundos a valor futuro a la tasa de reinversión, estimando el crecimiento geométrico efectivo anual del proyecto, de la siguiente manera:

$$TIRM = \left(\frac{VF_n}{VP_1}\right)^{\frac{1}{n-1}} - 1 \quad (5)$$

Donde

$n$ : número de períodos del proyecto

$VF_n$ : valor futuro de los flujos positivos del proyecto en  $n$

$VP_1$ : valor presente de las inversiones y reinversiones en el período 1



En la siguiente sección se presenta la valoración sin flexibilidad de un proyecto de generación eólica por desarrollarse en Colombia, bajo las condiciones de disponibilidad de vientos e incentivos tributarios y de otra naturaleza vigentes en el país en el momento de este estudio.

### Valoración sin flexibilidad de un proyecto de energía eólica en Colombia

El proyecto que se va a valorar en esta sección es una planta de generación eólica con capacidad de 100 megavatios (MW) ubicada en La Guajira, región que se caracteriza por tener un gran potencial eólico. Se espera que la energía producida se transporte hasta el sistema de interconexión nacional, ya que la capacidad de la planta la sujeta al despacho centralizado<sup>7</sup> y se asume que dicha energía será negociada a precios de bolsa en el mercado de energía mayorista<sup>8</sup>.

Para la valoración sin flexibilidad se hacen proyecciones de flujos de caja a 21 años, que es aproximadamente el período promedio de vida útil de los aerogeneradores (Mendez et ál., 2009). Las principales variables estocásticas que afectan el valor del proyecto son la velocidad de los vientos y los precios de la

energía eléctrica. En este caso se toma la velocidad media mensual de los vientos de la región de La Guajira<sup>9</sup>. La energía generable se estima a partir del factor de utilización, el cual es función de los aerogeneradores y de la velocidad de los vientos<sup>10</sup>, donde se considera que un factor de 25% es aceptable<sup>11</sup> (Moratilla, 2006). El cálculo de este factor para el caso propuesto y los demás supuestos sobre datos técnicos, costos, gastos e inversiones para la producción y transmisión de energía a la red interconectada se explican en detalle en el anexo 2. En cuanto a los ingresos, estos son el producto de la energía generada y el precio de la energía en la bolsa. Finalmente, la fuente de la información macroeconómica es el Banco de la República<sup>12</sup>.

En lo referente a incentivos tributarios se toma en consideración el que establece el Decreto 2755 del 2003 (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2003), el cual permite considerar su renta como exenta por 15 años. Adicionalmente, se considera otro tipo de incentivo de carácter ambiental por la generación de energía limpia, el cual consiste en un ingreso adicional producto de la expedición de certificados de reducción de emisiones de carbono (CER), de acuerdo con el protocolo de Kyoto

<sup>7</sup> Es opcional para plantas de capacidad inferior a 20 MW.

<sup>8</sup> El mercado de energía mayorista (MEM) se compone de las negociaciones en contratos bilaterales que son esencialmente contratos de mediano plazo y por lo que se conoce como “bolsa de energía”, que es un mercado diario de subastas de una sola punta (la de la oferta) para el día siguiente (*day-ahead*). En este análisis se supone que toda la energía se ofrece para la venta en la bolsa y no hay contratación bilateral.

<sup>9</sup> Tomada del *Atlas del viento y energía eólica* (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam), 2006) que ha servido de fuente a los estudios sobre el potencial eólico en Colombia (CREG, 2011a; EPM, 2006; Vergara et ál., 2010, entre otros).

<sup>10</sup> 
$$\text{factor de utilización} = \frac{\text{energía anual}}{\text{potencia nom} \times 8760 \text{ horas}}$$
 (Moratilla, 2006).

<sup>11</sup> En el caso de Jepirachi que también se ubica en La Guajira, este factor ha llegado a ser de 47% (EPM, 2006).

<sup>12</sup> Ver: [www.banrep.gov.co](http://www.banrep.gov.co)

ratificado por Colombia. El comportamiento de este ingreso se modela con base en las proyecciones del Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente (Caema, 2007).

El proyecto se valora sin flexibilidad bajo el método de FCD. Como tasa de descuento ajustada por riesgo se emplea el WACC estimado como se explica en el anexo 1. El valor terminal se calcula tomando el flujo de caja libre del año 21 a perpetuidad, asumiendo un crecimiento constante (Vega, 2000). De esta manera se obtiene un valor presente del proyecto de 275.603 millones de pesos, lo cual con una inversión inicial de 284.700 millones de pesos resulta en un VPN negativo de 9096 millones de pesos (ver anexo 2 para el cálculo del VPN). Aun tomando en consideración los incentivos tributarios y de otra naturaleza (CER) vigentes, bajo la metodología tradicional el proyecto se rechaza. Por el contrario, al incluir la flexibilidad (enfoque ROA), la decisión es la de aceptarlo, tal como se muestra en la siguiente sección.

### Valoración del proyecto de energía eólica en Colombia bajo el enfoque ROA

Los proyectos de energía eólica son susceptibles de valoración incluyendo opciones reales, ya que es posible ejecutarlos en etapas y por la alta volatilidad que caracteriza tanto a los vientos como a los precios de la energía.

El proyecto bajo estudio considera la opción de expansión que surge de la posibilidad de iniciarlo en una escala menor para luego ampliar la capacidad de la planta sin tener que volver a incurrir en ciertos desembolsos

como los preoperativos, las redes de transmisión, algunas obras ambientales y civiles y los terrenos, entre otros, los cuales representan alrededor de un 25% de la inversión inicial en el proyecto. Por otra parte, existe una amplia curva de aprendizaje en los proyectos de energía eólica, pues a mayor conocimiento del negocio, mayor es la eficiencia que se obtiene, especialmente en lo que se refiere al comportamiento de los vientos de una región a otra.

De acuerdo con lo expuesto, en la valoración se incluye la opción de expansión de la planta un 50% de su capacidad, a una capacidad instalada de 150 MW; así, el VPN del proyecto bajo ROA será el VPN del proyecto sin flexibilidad, que para este caso es de -9096 millones de pesos, más el valor de la opción real de expandir de acuerdo con (2)  $Vf = Vsf + OR$ .

El valor intrínseco de una opción real de expansión es el máximo entre cero y el diferencial entre el valor presente de los mayores flujos de caja obtenidos en la expansión y la inversión asociada a esta, de acuerdo con la ecuación (1)  $V_e = \text{Max}(0, VP_e - I_e)$ . El valor presente expandido ( $VP_e$ ) es igual al valor presente del proyecto multiplicado por el factor de expansión  $f$ :

$$(VP_e = VP * f) \tag{6}$$

Luego el valor de la opción es igual a:

$$V_e = \text{Max}(0, VP * f - I_e) \tag{7}$$

Para la valoración de la opción se utiliza el modelo binomial, con base en los siguientes parámetros (cuadro 2): el factor de ex-

Cuadro 2

**Datos de entrada para la valoración por el modelo binomial**

Datos de entrada	
Factor de expansión (f)	50%
Costo de implementación (I)	107.160
VP inicial	275.603
Tasa de descuento (libre de riesgo)	9,0%
Volatilidad ( $\sigma$ )	37,89%
# de pasos	15
Tiempo de expiración (t)	15

pansión  $f$  definido anteriormente es 50%; la inversión para la expansión  $I_e$  asociada a la expansión de 50 MW es de 107.160 millones de pesos, la cual se indexa con base en la inflación; el valor presente inicial  $VP_0$  correspondiente al valor presente de los flujos de caja del proyecto sin considerar la inversión inicial es 275.603 millones de pesos; la tasa de descuento  $r$  es 9% anual compuesta continua, que corresponde a la de los títulos del tesoro (TES) de 10 años con vencimiento en octubre del 2015; finalmente, la opción expira en 15 años, que es el tiempo en el cual termina el beneficio tributario para este tipo de proyectos.

Para la valoración se construye un árbol binomial de 15 pasos de un año cada uno. Con base en estos parámetros y la volatilidad estimada, se calcula el factor de crecimiento  $u$ , y el factor de decrecimiento  $d$  con sus respectivas probabilidades neutrales de riesgo  $p$  y  $(1-p)$ , con los cuales es posible construir las trayectorias del proceso estocástico binomial que sigue el valor del proyecto.

Para el cálculo de la volatilidad  $\sigma$  se utilizan las tres metodologías expuestas en la primera sección. La primera es la volatilidad futura implícita, que se calcula con base en la simulación Monte Carlo del proyecto, para lo cual se construye un modelo estocástico con variables inductoras de riesgo. Se tomaron como variables por simular el precio de la energía (Osorio, 2002); los vientos –variable de riesgo típica de un proyecto de generación de energía eólica–; el precio de venta de los CER y la tasa de cambio peso colombiano-dólar americano, pues los ingresos de estos certificados son negociados en dólares; en el anexo 3 se muestra el análisis del comportamiento estocástico de estas variables.

Para la modelación estocástica de la velocidad del viento se utilizan los resultados del estudio de series de tiempo reportados en el *Atlas del viento y energía eólica* (UPME, Ideam, 2006, anexo III), de acuerdo con el cual en esta región los vientos siguen un proceso Arima (1,1,1) (0,1,12). Esta metodología Arima ha sido empleada previamente para este propósito por Milligan, Schwartz y Wan (2003), Moliner (2004) y Torres et ál. (2005), entre otros, quienes reportan una buena capacidad predictiva de ella<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Esta es solo una de las metodologías que se han aplicado para predicción de vientos y genera una buena aproximación en el corto plazo. El alcance de este estudio se limita a la aplicación del modelo Arima estimado en UPME-Ideam (2006) para la construcción del modelo estocástico que sirva para la estimación de la volatilidad; sin embargo, existe una amplia variedad de metodologías que se recomienda explorar para una mejor aproximación en la estimación propuesta. Una completa revisión de las metodologías de pronóstico de vientos se encuentra en Foley et ál. (2012) y en Costa et ál. (2008).

En cuanto a la modelación estocástica de las variaciones absolutas de los precios de la energía en bolsa del período diciembre de 1999 a diciembre del 2007, estas variaciones se ajustan a una distribución normal con media 0,71 y desviación estándar 11,57; adicionalmente, para la simulación se tiene en cuenta la autocorrelación que caracteriza esta serie. Los resultados de las pruebas de bondad de ajuste se presentan en el anexo 3<sup>14</sup>. No se asumen correlaciones entre el precio de la energía y los vientos, ya que en Colombia la generación es predominantemente hidráulica.

Para el precio de los CER se toma el criterio del Caema (2007)<sup>15</sup>, de acuerdo con el cual se espera que en los próximos años el precio de los CER esté entre 12,60 y 15 dólares con una probabilidad de 15%, entre 15 y 22,87 dólares con una probabilidad de 60%, y entre 22,87 y 29 dólares con una probabilidad de 25%. El comportamiento de los CER se simula tomando la media de cada rango. Finalmente,

los retornos mensuales del dólar en el periodo enero del 2003-diciembre del 2007 se ajustan a una distribución normal.

Como indicador de rentabilidad para calcular la volatilidad se utiliza la TIRM<sup>16</sup> porque es un indicador de rentabilidad que involucra un valor real fijo en la inversión inicial y un valor proyectado como lo es el valor futuro de los flujos de caja. Esto conlleva que la variabilidad encontrada sea efecto del comportamiento de los flujos futuros. Adicionalmente, la TIRM es un indicador que en todos los casos produce un resultado coherente y da una idea de la rentabilidad promedio geométrica anual que tiene el proyecto. La desviación estándar obtenida con la TIRM es de 48,33%. Utilizando esta volatilidad el valor de la opción de expansión es de 101.884 millones de pesos y el VPN expandido del proyecto es de 92.787 millones de pesos, por lo cual el proyecto se acepta, los resultados numéricos se pueden observar en los cuadros 3 y 4.

Cuadro 3

**Datos de entrada y resultados con volatilidad implícita**

Datos calculados			
Diferencial de tiempo (t)	1,00	Valor de la opción	101.884
Factor de crecimiento (u)	1,48		
Factor de decrecimiento (d)	0,67	Valor del proyecto con flexibilidad	377.487
Probabilidad (p)	51,39%		
Factor de descuento	0,92	VPN con flexibilidad	92.787

<sup>14</sup> Si el propósito es el de modelar datos de mayor frecuencia, por ejemplo diaria o intradiaria, se recurre con frecuencia a metodologías estadísticas de análisis de series de tiempo o de procesos estocásticos en tiempo continuo. Generalmente, estas metodologías parten de diferenciar un componente determinístico en el precio debido a la estacionalidad característica de los precios de la electricidad y un componente estocástico con reversión a la media que presenta o no saltos y/o volatilidad estocástica. Estudios de este tipo sobre el precio en Bolsa en Colombia son los de Martínez, Pinzón, et ál. (2006), Botero y Cano (2007), Gil y Maya (2008), Ruiz y Carcamo (2009). Los estudios internacionales comprenden los de Schwartz (1997), Schwartz y Lucia (2002), Benth y Saltyte-Benth (2004), Bunn (2004), Geman y Roncoroni (2006), Philipovic (2007), Benth, Kallsen y Meyer-Brandis (2007).

<sup>15</sup> Este estudio recopila información a partir de una encuesta a 40 expertos internacionales en el 2007.

<sup>16</sup> El análisis del indicador sugerido por Copeland y Antikarov (2001) se presenta en el anexo 4.

Cuadro 4  
**Árbol binomial y resultado con volatilidad implícita**

t	Valor del subyacente															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923	2.935.337	4.353.985	6.458.266	9.579.546	14.209.340	21.076.714	31.263.090	46.372.541	68.784.391	102.027.887
		185.804	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923	2.935.337	4.353.985	6.458.266	9.579.546	14.209.340	21.076.714	31.263.090	46.372.541
			125.264	185.804	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923	2.935.337	4.353.985	6.458.266	9.579.546	14.209.340	21.076.714
				84.449	185.804	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923	2.935.337	4.353.985	6.458.266	9.579.546	14.209.340
					84.449	185.804	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923	2.935.337	4.353.985	6.458.266	9.579.546
						38.383	56.934	84.449	125.264	185.804	275.603	408.802	606.376	899.437	1.334.135	1.978.923
							25.877	38.383	56.934	84.449	125.264	185.804	275.603	408.802	606.376	899.437
								17.445	25.877	38.383	56.934	84.449	125.264	185.804	275.603	408.802
									11.761	17.445	25.877	38.383	56.934	84.449	125.264	185.804
										7929	11.761	17.445	25.877	38.383	56.934	84.449
											5346	7929	11.761	17.445	25.877	38.383
												3604	5346	7929	11.761	17.445
													2430	3604	5346	7929
														1638	2430	3604
															1104	1638
																744



Como segunda metodología para el cálculo de la volatilidad se utiliza el activo réplica, para lo cual se indaga en otros mercados por aquellas compañías que tengan como objeto social la generación de energía eólica. Se identifican siete compañías de esta índole que cotizan en bolsa y se calcula la volatilidad con base en el promedio de la desviación estándar de los retornos logarítmicos de cada una de ellas. Los resultados obtenidos se pueden observar en el cuadro 5. La volatilidad estimada es de 37,89%.

Con esta metodología de volatilidad se valora nuevamente la opción de expansión. En los cuadros 6 y 7 se presentan los resultados de la trayectoria del VP y el valor de la opción.

El valor de la opción bajo la metodología del activo réplica es de 95.824 millones de pesos y el VPN con flexibilidad es de 86.727 millones de pesos, por lo que también se acepta el proyecto.

Como tercera metodología para el cálculo de la volatilidad se utiliza como factor predominante el precio de la energía eléctrica, dada su incidencia en este tipo de proyectos (Osorio, 2002). La desviación estándar anualizada de los retornos mensuales es 57,66%. Bajo esta metodología el valor de la opción es 106.962 millones de pesos y el VPN del proyecto con flexibilidad es 97.865 millones, por lo que el proyecto también se acepta. En los cuadros 8 y 9 se observan los resultados.

Cuadro 5  
Retornos logarítmicos de empresas de energía eólica

	Iberdrola	EHN	EDF-EEN	FPL	EDP	E.ON	ENEL
Rentabilidad promedio diaria	-0,13%	0,07%	0,08%	0,01%	0,01%	0,05%	0,01%
Desv. est. diaria	3,24%	2,06%	2,24%	1,75%	1,52%	1,64%	4,25%
Varianza diaria	0,11%	0,04%	0,05%	0,03%	0,02%	0,03%	0,18%
Desv. est. anual	51,46%	32,68%	35,57%	27,78%	24,20%	26,07%	67,44%
Volatilidad promedio	37,89%						

Cuadro 6  
Datos de entrada y resultados con volatilidad del activo réplica

Datos calculados	
Diferencial de tiempo (t)	1,00
Factor de crecimiento (u)	1,38
Factor de decrecimiento (d)	0,73
Probabilidad (p)	55,80%
Factor de descuento	0,92

Valor de la opción	95.824
Valor del proyecto con flexibilidad	371.427
VPN con flexibilidad	86.727

Cuadro 7  
**Árbol binomial con volatilidad del activo réplica**

t	Valor del subyacente															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877	1.894.439	2.612.242	3.602.020	4.966.825	6.848.755	9.443.749	13.021.985	17.956.015	24.759.550	34.140.943
		199.872	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877	1.894.439	2.612.242	3.602.020	4.966.825	6.848.755	9.443.749	13.021.985	17.956.015
			144.950	199.872	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877	1.894.439	2.612.242	3.602.020	4.966.825	6.848.755	9.443.749
				105.120	144.950	199.872	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877	1.894.439	2.612.242	3.602.020	4.966.825
					76.235	105.120	144.950	199.872	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877	1.894.439	2.612.242
						55.287	76.235	105.120	144.950	199.872	275.603	380.029	524.022	722.574	996.357	1.373.877
							40.095	55.287	76.235	105.120	144.950	199.872	275.603	380.029	524.022	722.574
								29.077	40.095	55.287	76.235	105.120	144.950	199.872	275.603	380.029
									21.087	29.077	40.095	55.287	76.235	105.120	144.950	199.872
										15.293	21.087	29.077	40.095	55.287	76.235	105.120
											11.091	15.293	21.087	29.077	40.095	55.287
												8043	11.091	15.293	21.087	29.077
													5833	8043	11.091	15.293
														4230	5833	8043
															3068	4230
																2225



Opción real																
t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	95.824	140.768	205.112	296.512	425.434	606.183	858.359	1.208.898	1.694.938	2.367.786	3.298.345	4.584.499	6.361.253	8.814.792	12.201.869	16.876.555
		58.588	88.189	131.473	194.109	283.843	411.212	590.542	841.372	1.190.512	1.674.977	2.346.037	3.274.638	4.558.658	6.333.087	8.784.091
			33.142	51.493	79.158	120.334	180.820	268.517	394.086	571.861	821.229	1.168.745	1.651.271	2.320.197	3.246.472	4.527.957
				16.719	27.048	43.288	68.465	106.909	164.647	249.867	373.446	549.668	797.480	1.142.905	1.623.105	2.289.496
					7082	12.051	20.311	33.867	55.776	90.571	144.711	226.984	348.699	523.722	769.314	1.112.204
						2250	4074	7332	13.089	23.200	40.652	70.298	119.522	198.712	320.273	493.021
							404	790	1543	3014	5887	11.499	22.460	43.869	85.688	167.370
								-	-	-	-	-	-	-	-	-
									-	-	-	-	-	-	-	-
										-	-	-	-	-	-	-
											-	-	-	-	-	-
												-	-	-	-	-
													-	-	-	-
														-	-	-
															-	-
																-

Cuadro 8

**Datos de entrada y resultados con volatilidad del factor predominante**

Datos calculados	
Diferencial de tiempo (t)	1,00
Factor de crecimiento (u)	1,58
Factor de decrecimiento (d)	0,63
Probabilidad (p)	48,36%
Factor de descuento	0,92

Valor de la opción	106.962
Valor del proyecto con flexibilidad	382.565
VPN con flexibilidad	97.865

El resultado de la volatilidad difiere con las tres metodologías. La volatilidad más alta es 57,66%, calculada a partir del factor predominante del proyecto, seguida de la volatilidad implícita de 48,33%, y la volatilidad promedio de compañías similares es de 37,89%, que es la más baja de todas. Una explicación a la diferencia entre la volatilidad de la energía y la volatilidad implícita es que mientras en la primera solo se tiene el factor predominante, en la volatilidad implícita se tienen en cuenta otras variables que por estar correlacionadas disminuyen el riesgo del proyecto. Con respecto a la volatilidad del activo réplica, que es la menor de todas, la muestra incluye empresas de energía eólica en Europa que son más maduras, por lo que sus flujos de caja son más estables, a diferencia de lo que se esperaría en Colombia para empresas de esta naturaleza que apenas están incursionando en esta tecnología.

Finalmente, al aplicar el enfoque de opciones reales se obtiene un VPN con flexibilidad positivo, por lo que proyectos de este tipo serían viables financieramente. Análisis previos basados en métodos tradicionales concluyen lo contrario (Vergara et ál., 2010), porque no han tenido en consideración el valor

extendido del proyecto que propone la teoría financiera. Estos mismos autores sugieren la aplicación del cargo por confiabilidad (Resolución CREG 071 del 2006) a los proyectos de energía eólica como alternativa para hacerlos viables, tema que se encuentra en desarrollo por parte del regulador. Mientras el reconocimiento de una remuneración a la confiabilidad se estructura en Colombia, este trabajo demuestra que estos proyectos ya son viables desde un punto de vista financiero, dadas las atractivas posibilidades de expansión futuras con que cuentan estas inversiones.

**Conclusiones**

Los proyectos de energía eólica son susceptibles de valoración incluyendo opciones reales, debido a que es posible ejecutarlos en etapas y a la alta volatilidad que caracteriza los vientos y los precios de la energía. En este caso se identifica una opción real de expansión que al ser tenida en cuenta hace viable el proyecto que inicialmente presenta un VPN sin flexibilidad negativo.

Ahora bien, el valor de la opción real varía según la metodología aplicada para la estimación de la volatilidad. El valor más alto

Cuadro 9  
**Árbol binomial con volatilidad del factor predominante**

t	Valor de subyacente															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674	4.232.657	6.673.207	10.520.978	16.587.374	26.151.654	41.230.698	65.004.318	102.485.808	161.579.125	254.745.648
		174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674	4.232.657	6.673.207	10.520.978	16.587.374	26.151.654	41.230.698	65.004.318	102.485.808
			110.877	174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674	4.232.657	6.673.207	10.520.978	16.587.374	26.151.654	41.230.698
				70.327	110.877	174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674	4.232.657	6.673.207	10.520.978	16.587.374
					44.606	70.327	110.877	174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674	4.232.657	6.673.207
						28.293	44.606	70.327	110.877	174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062	1.702.825	2.684.674
							17.945	28.293	44.606	70.327	110.877	174.808	275.603	434.516	685.057	1.080.062
								11.382	17.945	28.293	44.606	70.327	110.877	174.808	275.603	434.516
									7220	11.382	17.945	28.293	44.606	70.327	110.877	174.808
										4579	7220	11.382	17.945	28.293	44.606	70.327
											2904	4579	7220	11.382	17.945	28.293
												1842	2904	4579	7220	11.382
													1168	1842	2904	4579
														741	1168	1842
															470	741
																298



de esta es 57,66%, calculado a partir del factor predominante del proyecto, seguido de la volatilidad implícita de 48,33%, y la volatilidad promedio de compañías similares es de 37,89%, que es la más baja de todas. Como se explicó anteriormente, la metodología del factor predominante sobrevalora la volatilidad al no tener en cuenta variables que disminuyen el riesgo del proyecto, como si las tiene en cuenta la volatilidad implícita. La volatilidad del portafolio réplica muestra, en su menor volatilidad, los menores riesgos en estas tecnologías en Europa donde se tiene un mayor desarrollo de las mismas.

Finalmente, al valorar los proyectos de esta naturaleza con el enfoque de opciones reales, el mayor valor obtenido en comparación con el método tradicional de VPN sin flexibilidad permite concluir que dichos proyectos sí son viables financieramente. Análisis previos que concluyen lo contrario no han tenido en consideración el valor extendido del proyecto que propone la teoría financiera. Mientras se dan los desarrollos sugeridos en relación con la remuneración por confiabilidad de la energía eólica, este trabajo demuestra que los proyectos de generación eólica ya son viables financieramente en Colombia dadas las atractivas posibilidades de expansión futuras con que cuentan estas inversiones.

## Referencias

- Benth, F. E., Kallsen, J., y Meyer-Brandis, T. (2007). A non-Gaussian Ornstein-Uhlenbeck process for electricity spot price modelling and derivative pricing. *Applied Mathematical Finance*, 14, 153-169.
- Black, F., y Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81 (3), 637-654.
- Botero, S., y Cano, J. A. (2008). Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la Bolsa de Colombia. *Cuadernos de Economía*, 48, 173-208.
- Botero, S., Isaza, F., y Valencia, A. (2010). Evaluation of methodologies for remunerating wind power's reliability in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2049-2058.
- Brandao, L. E., Dyer, J. S., y Hahn, W. J. (2005). Using binomial trees to solve real-option valuation problems. *Decision Analysis*, 2 (2), 69-88.
- Bunn, D. (2004). *Modelling prices in competitive electricity markets*. Reino Unido: John Wiley & Sons.
- Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente-Caema (2007). *Comportamiento de precios de CER en el mercado internacional de carbono*. Recuperado el 28 de marzo del 2008 de <http://www.andeancenter.com/boletin/boletin12.pdf>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2006). *Resolución CREG 071-2006. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2011a). *Documento técnico D-075-11. Energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas eólicas*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2011b). *Resolución CREG 148-2011. Por la cual se calcula la energía en firme para el cargo por confiabilidad de plantas eólicas despachadas centralmente*.
- Copeland, T., y Antikarov, V. (2001). *Real options: a practitioner's guide*. Reino Unido: Penguin Group.

- Correia, P. F., Carvalho, P. M. S., Ferreira, A. F. M., Guedes, J., y Sousa J. (2008) Power plant multi-stage investment under market uncertainty. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2 (1), 149-157.
- Costa, A., Crespo, A., Navarro, J., Lizcano, G., Madsen, H., y Feitosa, E. (2008). A review on the young history of the wind power short-term prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 1725-1744.
- Cox, J., Ross, S., y Rubinstein, M. (1979). Option pricing: a simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7 (Sept.), 229-263.
- Damodaran, A. (2008). *Betas by sector*. Recuperado el 20 de marzo del 2008 de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Empresas Públicas de Medellín (2006). *La energía eólica como posibilidad de aprovechamiento: experiencia de las EEPMM*. Recuperado el 11 de enero del 2012 de <http://fs03eja1.cormagdalenacom.co/nuevaweb/Energia/Foro%20Energetico/Presentaci%C3%B3n%20EPM.pdf>
- Foley, A., Leahy, P. G., Marvuglia, A., y McKeough, E. J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37, 1-8.
- Geman, H., y Roncoroni, A. (2006). Understanding the fine structure of electricity prices. *The Journal of Business*, 79 (5).
- Gil, M., y Maya, C. (2008). Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia. *Revista de Ingenierías*, Universidad de Medellín, 7 (12), 87-114.
- Hull, J. C. (2011). *Options, futures, and other derivatives* (8<sup>th</sup> ed). New Jersey: Pearson-Prentice Hall.
- Lamothe, P., y Méndez, M. (2007). Valoración de un parque eólico con opciones reales. *Universia Business Review - Actualidad económica*, Tercer trimestre, 26-41
- Lucía, J. J., y Schwartz, E. S. (2002). Electricity prices and power derivatives: evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5 (1), 5-50.
- Martínez, R., y Pinzón, R., et ál. (2006). *Opciones de cubrimiento del riesgo por subidas fuertes en los precios del mercado en bolsa de energía y su relación con el cargo por capacidad*. Colombia: Colciencias-ISA-Escuela Colombiana de Ingeniería.
- Mascareñas, J. (2002) Las decisiones de inversión como opciones reales: un enfoque conceptual. *Revista Ejecutivos de Finanzas Argentina*, 180 (agosto), 33-55.
- Mascareñas, J., Lamothe, P., López, F., y de Luna, W. (2004). *Opciones reales y valoración de activos: como medir la flexibilidad operativa en la empresa*. Madrid: Prentice-Hall.
- Mejía, O. (2003). Para medir la flexibilidad se deben usar opciones reales: una visión global. *Revista Estudios Gerenciales*, 00 (87), 95-111.
- Méndez, M., Goyanes, A., y Lamothe, P. (2009). *Real options valuation of a wind farm*. Recuperado en diciembre del 2011 de [www.realoptions.org/papers2009/46.pdf](http://www.realoptions.org/papers2009/46.pdf)
- Merton, R. C. (1973). Theory of rational option pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science* (The RAND Corporation), 4 (1), 141-183.
- Milligan, M., Schwartz, M., y Wan, Y. (2003). *Statistical wind power forecasting for US wind farms*. NREL/CP-500-35087, noviembre.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia (2003). *Decreto 2755 de 2003. Por medio del cual se reglamenta el artículo 207-2 del Estatuto Tributario*.
- Modigliani, F., y Miller, M. (1958). The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, 48 (3), 261-297.

- Moliner, M. (2004). Predicción del viento: España toma la delantera. *Energías Renovables*, 28, 20-22.
- Mora, A., Agudelo, C., y Dyner, I. (2004). *Energía eólica en Colombia: una aproximación desde las opciones reales*. Documento presentado en el II Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas, Santa Marta, Colombia.
- Moratilla, B. Y. (2006) La energía eólica. *Anales de Mecánica y Electricidad*, ene.-feb., 7-10.
- Muñoz, J. I. (2009). *Valoración del riesgo de las inversiones en proyectos de generación eléctrica eólica mediante opciones reales*. Tesis doctoral. Universidad del País Vasco.
- Osorio, S. (2002). *Análisis de oportunidades de inversión privada en el sector eléctrico colombiano, con énfasis en el manejo de riesgo e incertidumbre*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
- Pérez, E. y Osorio, J. A. (2002). *Energía, pobreza y deterioro ecológico en Colombia: introducción a las energías alternativas*. Medellín: Topográficas.
- Pilipovic, D. (2007). *Energy risk: valuing and managing energy derivatives* (2<sup>nd</sup> ed). Estados Unidos: McGraw-Hill.
- Retscreen (2006). *Análisis de proyectos de energía eólica*. Recuperado el 10 de julio del 2008 de [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)
- Ruiz, M., y Carcamo, U. (2009) *Incidencia de variables exóticas en los precios de la electricidad en Colombia*. Universidad Eafit, documento de trabajo.
- Schubert, W., y Barenbaum, L. (2007). Real options and public sector capital project decision making. *Journal of Public Budgeting, Accounting & Financial Management*, 19 (2), 139-152.
- Schwartz, E. S. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: implications for valuation and hedging, *Journal of Finance*, 52 (3), 923-973.
- Torres, J., García, A., De Blas, M., y de Francisco, A. (2005). Forecast of Hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). *Solar Energy*, 79 (1), 65-77.
- Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía de Colombia (UPME) e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (Ideam) (2006). *Atlas del viento y energía eólica*. Bogotá: Imprenta Nacional.
- Vega, J. (2000). *Valoración de empresas*. Madrid: Departamento de Investigaciones Instituto Empresa.
- Venetsanos, C., Angelopoulou, P., y Tsoutsos, T. (2002). Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy*, 30 (4), 293-307.
- Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P., y Leino, I. (2010). *Wind energy in Colombia: a framework for market entry*. Washington D.C.: World Bank.
- World Energy Council (1992). *Energy for tomorrow's world - The realities, the real options and the agenda for achievement: draft summary of global report*. London: World Energy Council.

**Anexo 1. Cálculo del WACC**

**Cuadro A. 1.1  
Cálculo del WACC<sup>17</sup>**

Costo del capital	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Activo (millones de pesos)	297.504	324.231	353.622	386.651	420.512	456.682	495.258	536.252	579.642	625.371	673.336	723.378	775.276	828.728	883.341	938.610	993.767	1.064.402	1.139.256	1.216.241	1.300.748
Deuda (millones de pesos)	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Patrimonio (millones de pesos)	177.504	204.231	233.622	266.651	300.512	336.682	375.258	416.252	459.642	505.371	553.336	603.378	655.276	708.728	763.341	818.610	873.767	944.402	1.019.256	1.098.241	1.180.748
% Patrimonio	59,7	63,0	66,1	69,0	71,5	73,7	75,8	77,6	79,3	80,8	82,2	83,4	84,5	85,5	86,4	87,2	87,9	88,7	89,5	90,1	90,8
% Deuda	40,3	37,0	33,9	31,0	28,5	26,3	24,2	22,4	20,7	19,2	17,8	16,6	15,5	14,5	13,6	12,8	12,1	11,3	10,5	9,9	9,2
d/p	0,68	0,59	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10
% Tasa de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% RF	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
RM	15,598	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
% Prima de mercado	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Beta desajustado	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Beta ajustado	1,06	1,00	0,95	0,91	0,88	0,85	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,69	0,69	0,68	0,68	0,68	0,67
% Costo del patrimonio	15,97	15,60	15,29	15,03	14,82	14,64	14,49	14,35	14,24	14,14	14,06	13,98	13,92	13,86	13,81	13,56	13,54	13,51	13,48	13,46	13,44
% Costo de la deuda	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
% Costo de la deuda WACC	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
% Rolling WACC	14,37	14,27	14,17	14,09	14,01	13,94	13,88	13,83	13,78	13,73	13,69	13,65	13,62	13,59	13,56	12,86	12,87	12,89	12,91	12,93	12,94
Descuento	0,874	0,875	0,876	0,877	0,877	0,878	0,878	0,879	0,879	0,880	0,880	0,880	0,880	0,880	0,881	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,885
Acumulado	0,665	0,582	0,510	0,447	0,392	0,344	0,302	0,265	0,233	0,205	0,180	0,159	0,140	0,123	0,108	0,096	0,085	0,075	0,067	0,059	0,052

<sup>17</sup> Los valores que se presentan en este cuadro son los iniciales de cada período y corresponden al valor de cierre del período anterior.



Como tasa de descuento para el flujo de caja libre de cada periodo se utiliza el *weighted average cost of capital* (WACC):

$$WACC_t = \frac{cP_t * P_t}{A_t} + \frac{cD_t * D_t}{A_t} \quad (A.1.1)$$

Donde

$cP_t$ : costo del patrimonio en cada período  $t$

$P_t$ : valor del patrimonio en cada período  $t$ , resultado de tomar la valoración del activo en cada período y restarle la deuda:  $A_t - D_t$

$cD_t$ : costo de la deuda en cada período  $t$

$D_t$ : valor de la deuda en cada período  $t$  la cual se asume constante en todos los períodos

$A_t$ : valor del activo en cada período  $t$ , que, es igual al valor presente del flujo de caja libre proyectado desde  $t+1$  hasta el final

El cuadro A.1.1 muestra el resultado del cálculo del WACC para cada período. Para el cálculo del costo de los recursos propios se utiliza el *capital asset pricing model* (CAPM):

$$CAPM_t = Rf + \beta_t^l * (Rm - Rf) \quad (A.1.2)$$

Donde

$Rf$ : tasa del activo libre de riesgo

$Rm$ : rentabilidad del portafolio del mercado

$\beta_t^l$ : beta apalancado en cada período que se obtiene así:

$$\beta_t^l = \beta^u * \left(1 + \frac{D_t}{P_t} * (1 - T_t)\right) \quad (A.1.3)$$

$\beta^u$ : beta desapalancado del proyecto

$T_t$ : tasa de impuestos para cada periodo

El cálculo se hace desde el punto de vista de un inversionista colombiano para invertir en Colombia. En este orden de ideas, se toma como tasa libre de riesgo la de los TES de 10 años que es

9% EA, y esta se asume constante para todos los períodos. La tasa de rendimiento del portafolio de mercado se calcula con base en las variaciones porcentuales mensuales del Índice General de la Bolsa de Colombia (IGBC) entre diciembre del 2005 y diciembre del 2007, estimación que da como resultado 15,6%. Como beta desapalancado se toma 0,63 que es calculado por Damodaran (2008) para las empresas de servicios eléctricos de Estados Unidos. El beta apalancado depende de la relación deuda-patrimonio en cada uno de los períodos según la ecuación A.1.3.

La deuda se asume en 120.000 millones a perpetuidad, con una tasa del 12% EA. La tasa de impuestos es del 0% por los primeros 15 años y del año 16 en adelante se supone una tasa de impuestos del 33%. Los resultados del WACC en cada período se muestran en la fila del *rolling* WACC del cuadro A.1.1.



En el cuadro A.2.1 se presentan los resultados de la valoración del proyecto sin flexibilidad, mediante el método de flujo de caja libre. Los ingresos se proyectan con base en la velocidad del viento en La Guajira (UPME-Ideam, 2006) la cual fluctúa entre 7 y 10 metros por segundo. A partir de esa velocidad se calcula el factor de utilización tal como se explica en la sección 2 y se obtiene un factor que oscila entre 22 y 47%. Dicho factor permite calcular la energía generada de acuerdo con la capacidad instalada de 100 MW y los días de operación, que se supone son todos los del año con excepción de aquellos períodos en los que la velocidad del viento supere los 25 metros cuando los aerogeneradores se apagan para evitar daños. Los ingresos son el producto de esta energía generada por el precio de la energía en bolsa promedio calculada a partir de los datos reportados por Gil y Maya (2008). Para el modelo estocástico, los vientos y los precios se modelan de acuerdo con los procesos definidos en el anexo 3.

Los costos, gastos y la eficiencia técnica se proyectan basados en las estadísticas presentadas por Retscreen (2006), cotejando las cifras obtenidas con otros proyectos y otras empresas del sector existentes. La operación y mantenimiento cuesta aproximadamente 0,1 peso por /kWh. Para proyectar el capital de trabajo se tiene una política de tres días de ventas para la caja requerida y en cada año se asume que queda pendiente por cobrar la facturación de diciembre como política de cartera. Los inventarios de repuestos se asumen en cinco días sobre el costo y los otros ingresos provienen de la venta de los CER. La inversión inicial se calcula en 284.700 millones de pesos, 1500 dólares por kW instalado. Se considera la inversión en turbinas de mínimo 200 kW, pues se planea conectar la planta al sistema de interconexión nacional. Esta inversión contiene las obras civiles, los aerogeneradores, las redes de transmisión, las obras ambientales y la inversión en preoperativos. Todos estos activos se deprecian a 20 años en línea recta y se asume una reposición anual igual a la depreciación en los tres primeros ítems. Los impuestos se proyectan como se explica en el anexo 1.

Con estos datos se hace la proyección anual del balance general, estado de resultados y del flujo de caja que se pueden ver en los cuadros A.2.3, A.2.4 y A.2.5, respectivamente. El flujo de caja libre de cada período se calcula partiendo del Ebitda, teniendo en cuenta la variación de impuesto y restando el beneficio tributario de la deuda que es tenido en cuenta en el costo de la deuda; luego se resta la inversión en capital de trabajo y el Capex y, finalmente, se suman los otros ingresos.

La variación de impuesto corresponde al pago o ahorro efectivo de impuestos en cada uno de los años. Esto es, el total de los impuestos, teniendo en cuenta la provisión de impuestos calculada con todos los ingresos y egresos fiscalmente aceptados (utilidad antes de impuestos), y tomando en consideración el anticipo de impuestos que se debe pagar de acuerdo con la normatividad colombiana. La diferencia del ahorro de los impuestos corresponde al beneficio tributario de la deuda, que no se tiene en cuenta dentro del flujo de caja libre, sino en la tasa de descuento como menor costo de la deuda. El cálculo se presenta en el cuadro A.2.6.

El valor terminal se calcula tomando el flujo de caja del año 21 a perpetuidad:

$$VT = \frac{FCL_{21} * (1 + g)}{WACC_{21} - g} \quad (A.2.1)$$

Donde

$FCL_{21}$ : flujo de caja libre en el año 21 (último año)

$WACC_{21}$ : el WACC del año 21

Luego

$$VT = \frac{74.113 * (1 + 5,117\%)}{12,94\% - 5,117\%} = 995.668$$

$$g = \frac{Ict_{21} + Capex_{21} - Dp_{21}}{ct_{20} + AFN_{20}} \quad (A.2.2)$$

$Ict_{21}$ : inversión en capital de trabajo del año 21

$Capex_{21}$ : inversión en activos fijo del año 21

$Dp_{21}$ : depreciación en el año 21

$ct_{20}$ : capital de trabajo del año 20

$AFN_{20}$ : activo fijo neto del año 20

Luego

$$g = \frac{680 + 33.702 - 22.050}{7959 + 233.038} = 5,117\%$$

En el cuadro A.2.3 se muestra el balance general proyectado, luego el estado de resultados en el A.2.4 y, por último, el flujo de caja de tesorería en el A.2.5.

De los cuadros A.2.1 (flujo de caja libre) y A.2.3 (balance) se obtiene el capital de trabajo operativo tal como se observa en el cuadro A.2.2.

Cuadro A.2.2  
**Cálculo del capital de trabajo operativo**

Capital de trabajo (millones de pesos)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Disponible	260	284	310	337	366	398	432	470	511	555	603	656	712	774	842	915	994	1080	1174	1276	1387
Cuentas por cobrar	1311	1431	1563	1698	1846	2006	2180	2370	2575	2799	3042	3306	3593	3904	4243	4612	5012	5447	5920	6434	6992
Inventarios	108	113	118	124	129	135	141	147	154	161	168	176	184	192	200	209	219	229	239	250	261
Total activo corriente	1679	1828	1991	2159	2341	2539	2754	2987	3240	3515	3813	4137	4489	4871	5285	5736	6225	6756	7333	7959	8640
Variación de capital de trabajo	(1679)	(149)	(163)	(168)	(182)	(198)	(215)	(233)	(253)	(275)	(298)	(324)	(352)	(382)	(415)	(450)	(489)	(531)	(577)	(627)	(680)

Cuadro A.2.3  
**Balance general**

Balance (millones de pesos)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Activos																						
Activo corriente																						
Disponible	-	260	284	310	337	366	398	432	470	511	555	603	656	712	774	842	915	994	1080	1174	1276	1387
Inversión temporal	300.000	21.900	33.955	43.615	49.226	55.920	63.891	73.285	84.258	96.981	111.643	128.448	147.624	169.416	194.095	221.957	253.326	282.843	289.244	319.836	353.551	390.851
Cuentas por cobrar	-	-	1311	1431	1563	1698	1846	2006	2180	2370	2575	2799	3042	3306	3593	3904	4243	4612	5012	5447	5920	6434
Anticipo de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.940	20.384	22.634	25.376	28.409	35.258
Inventarios	-	-	108	113	118	129	135	141	147	154	161	168	176	184	192	200	209	219	229	239	250	261
Total activo corriente	300.000	21.900	35.633	39.389	45.066	51.385	58.281	66.430	76.038	87.244	100.221	115.157	132.261	151.761	173.905	198.986	227.243	269.452	316.633	362.545	389.919	434.748
Activos fijos																						
Activo fijo bruto	-	284.700	284.700	312.040	326.744	342.184	358.395	375.417	393.289	412.056	431.761	452.451	474.175	496.986	520.937	546.086	572.492	600.219	629.332	659.901	691.998	725.699
Depreciación acumulada	-	(14.235)	(29.137)	(44.739)	(61.076)	(78.185)	(96.105)	(114.876)	(134.540)	(155.143)	(176.731)	(199.354)	(223.062)	(247.912)	(273.959)	(301.263)	(329.887)	(359.869)	(391.365)	(424.360)	(458.960)	(481.010)
Total activo fijo neto	-	284.700	270.465	268.900	267.302	265.668	263.998	260.541	258.749	256.913	255.030	253.097	251.113	249.074	246.979	244.823	242.605	240.321	237.967	235.541	233.038	244.690
Total activos	300.000	306.600	306.098	312.907	317.053	322.259	328.720	336.579	345.994	357.134	370.187	385.358	402.873	422.979	445.944	472.066	519.607	529.773	556.600	588.085	622.957	679.438
Pasivos																						
Pasivo corriente																						
Obligaciones financieras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos por pagar	-	-	-	3118	4903	6824	8967	11.358	14.021	16.984	20.275	23.926	27.973	32.453	37.407	42.882	47.407	52.048	56.800	61.757	66.912	72.369
Total pasivo corriente	-	-	-	3118	4903	6824	8967	11.358	14.021	16.984	20.275	23.926	27.973	32.453	37.407	42.882	47.407	52.048	56.800	61.757	66.912	72.369

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Balances (millones de pesos)																							
Pasivo largo plazo																							
Obligaciones financieras	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Total pasivo largo plazo	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Total pasivo	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Patrimonio																							
Capital social	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000
Reserva legal	- 660	158	377	839	1565	2576	3904	5587	7664	10.180	13.184	16.729	20.873	25.681	31.223	37.576	42.432	47.950	54.077	60.947	68.637	76.182	84.697
Utilidades retenidas	-	- 5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940
Utilidades del período	- 5940	-	1972	1039	1634	2275	2989	3786	4674	5681	6758	7975	9324	10.818	12.469	14.294	16.294	18.469	20.818	23.369	26.118	29.067	32.216
Total patrimonio	180.000	166.068	188.289	189.790	192.150	195.436	199.753	205.222	211.972	220.150	229.912	241.432	254.900	270.626	288.537	309.184	324.987	342.901	362.814	385.140	410.134	441.154	479.438
Pasivo + patrimonio	300.000	306.600	306.098	308.289	312.907	317.053	322.259	328.720	336.579	345.994	357.134	370.187	385.358	402.873	422.979	445.944	472.066	519.607	529.773	556.600	588.085	622.957	679.438

Cuadro A.2.4  
Estado de resultados

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
P&G (millones de pesos)																						
Ingresos operacionales	31.622	34.532	37.770	40.983	44.540	48.406	52.608	57.174	62.137	67.530	73.392	79.762	86.686	94.210	102.387	111.275	120.933	131.430	142.839	155.237	168.711	
- Costo operacional	(7901)	(8256)	(8628)	(9016)	(9422)	(9846)	(10289)	(10752)	(11236)	(11741)	(12270)	(12822)	(13399)	(14002)	(14.632)	(15.290)	(15.978)	(16.697)	(17.448)	(18.234)	(19.054)	
- Depreciación y amortización	(14.235)	(14.902)	(15.602)	(16.337)	(17.109)	(17.920)	(18.771)	(19.664)	(20.603)	(21.588)	(22.623)	(23.709)	(24.849)	(26.047)	(27.304)	(28.625)	(30.011)	(31.467)	(32.995)	(34.600)	(36.289)	
Utilidad operativa	9486	11.374	13.480	15.630	18.009	20.641	23.548	26.758	30.298	34.201	38.500	43.232	48.438	54.162	60.452	67.360	74.944	83.267	92.395	102.403	127.607	
% sobre ventas	30	33	36	38	40	43	45	47	49	51	52	54	56	57	59	61	62	63	65	66	76	
Ebitda	23.721	26.276	28.062	31.967	35.118	38.500	42.319	46.422	50.901	55.789	61.122	66.941	73.287	80.208	87.796	95.985	104.955	114.733	125.390	137.003	149.657	
% sobre ventas	75	76	77	78	79	80	80	81	82	83	83	84	85	85	86	86	87	87	88	88	89	
+ Ingresos financieros	1533	2377	2629	3053	3446	3914	4472	5130	5898	6789	7815	8991	10.334	11.859	13.587	15.537	17.733	18.399	20.247	22.389	24.749	
+ Ingresos por CO2	2879	2840	2910	2881	3054	3129	3206	3284	3365	3447	3532	3618	3707	3796	3881	3966	4084	4184	4287	4382	4499	
- Gastos financieros	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	
Utilidad antes de impuestos	(502)	2191	4619	7264	10.109	13.284	16.826	20.772	25.161	30.037	35.447	41.442	48.078	55.418	63.529	72.483	82.361	91.450	102.529	114.793	142.455	
% sobre ventas	-2	6	12	18	23	27	32	36	40	44	48	52	55	59	62	65	68	70	72	74	84	
Provisión impuesto de renta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
% UAI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utilidad neta	(502)	2191	4619	7264	10.109	13.284	16.826	20.772	25.161	30.037	35.447	41.442	48.078	55.418	63.529	72.483	82.361	91.450	102.529	114.793	142.455	
% sobre ventas	-2	6	12	18	23	27	32	36	40	44	48	52	55	59	62	65	68	70	72	74	84	

Cuadro A.2.5  
Flujo de caja

Flujo de caja (millones de pesos)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ehida	-	-	23.721	26.276	29.082	31.967	35.118	38.560	42.319	46.422	50.901	55.789	61.122	66.941	73.287	80.208	87.756	95.985	104.955	114.733	125.390	137.003	149.657
+/- Variación impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(41.859)	(29.624)	(32.428)	(36.576)	(40.912)
- Inversión en capital de trabajo	-	-	(1.679)	(149)	(163)	(168)	(182)	(198)	(215)	(233)	(253)	(275)	(298)	(324)	(352)	(382)	(415)	(450)	(489)	(531)	(577)	(627)	(680)
Caja mínima	-	-	(260)	(24)	(26)	(27)	(29)	(32)	(35)	(38)	(41)	(44)	(48)	(52)	(57)	(62)	(67)	(73)	(79)	(86)	(94)	(102)	(111)
Deudores	-	-	(1.311)	(121)	(132)	(136)	(147)	(160)	(174)	(189)	(206)	(224)	(243)	(264)	(287)	(312)	(339)	(368)	(400)	(435)	(473)	(514)	(558)
Inventarios	-	-	(108)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)
Flujo de caja operacional	-	-	22.042	26.126	28.919	31.799	34.936	38.363	42.104	46.189	50.648	55.514	60.824	66.617	72.935	79.827	87.341	95.534	104.407	113.936	124.161	135.161	147.065
Otros ingresos	-	21.000	4.412	5.217	5.539	6.034	6.500	7.043	7.678	8.414	9.283	10.236	11.347	12.610	14.041	15.657	17.477	19.523	21.817	24.363	27.158	30.209	33.531
Caja generada	-	21.000	26.454	31.343	34.456	37.833	41.436	45.406	49.782	54.603	59.911	65.750	72.171	79.226	86.976	95.483	104.819	115.057	126.184	138.193	151.193	165.260	180.596
+/- Flujo de inversión	-	(284.700)	-	(13.337)	(14.004)	(14.704)	(15.439)	(16.211)	(17.022)	(17.873)	(18.766)	(19.705)	(20.690)	(21.725)	(22.811)	(23.951)	(25.149)	(26.406)	(27.727)	(29.113)	(30.569)	(32.097)	(33.702)
Capex	-	(284.700)	-	(13.337)	(14.004)	(14.704)	(15.439)	(16.211)	(17.022)	(17.873)	(18.766)	(19.705)	(20.690)	(21.725)	(22.811)	(23.951)	(25.149)	(26.406)	(27.727)	(29.113)	(30.569)	(32.097)	(33.702)
Otras inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de financiación	300.000	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(17.516)	(19.303)	(21.224)	(23.367)	(25.756)	(28.421)	(31.384)	(34.675)	(38.326)	(42.373)	(46.853)	(51.807)	(57.262)	(63.349)	(70.018)	(77.328)	(85.343)	(94.111)
Flujo del principal	120.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago de interés	-	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)	(14.400)
Capitalización	180.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	(3.118)	(4.903)	(6.824)	(8.967)	(11.359)	(14.021)	(16.984)	(20.275)	(23.926)	(27.973)	(32.453)	(37.407)	(42.862)	(48.862)	(55.453)	(62.688)	(70.621)	(79.311)
Flujo de caja del periodo	300.000	(276.100)	12.054	3.606	6.054	5.611	6.694	7.971	9.394	10.973	12.723	14.662	16.806	19.175	21.792	24.679	27.862	31.389	35.284	39.597	44.388	49.611	55.326
Inversiones temporales	-	300.000	21.900	33.955	37.561	43.615	49.226	55.920	63.891	73.285	84.258	96.981	111.643	128.448	147.624	169.416	194.095	221.957	262.843	315.551	380.851	463.351	558.551
Inversiones temporales final	300.000	21.900	33.955	37.561	43.615	49.226	55.920	63.891	73.285	84.258	96.981	111.643	128.448	147.624	169.416	194.095	221.957	262.843	315.551	380.851	463.351	558.551	



Cuadro A.2.6  
Cálculo de la variación de los impuestos

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Impuestos (millones de pesos)																					
% Tasa de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	33	33	33	33	33
% Anticipo de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75
Utilidad antes de impuestos (\$mm)	(502)	2191	4619	7264	10.109	13.284	16.826	20.772	25.161	30.037	35.447	41.442	48.078	55.418	63.529	72.483	82.361	91.450	102.529	114.783	142.455
Provisión de impuesto (\$mm)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.919	27.179	30.178	33.834	37.979	47.010
Beneficio tributario																					
% Renta exenta	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0
Valor renta exenta	5598	5583	5649	7264	10.109	13.284	16.826	20.772	25.161	30.037	35.447	41.442	48.078	55.418	63.529	-	-	-	-	-	-
Provisión de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.919	27.179	30.178	33.834	37.979	47.010
Anticipo de impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.940	20.384	22.634	25.376	28.409	35.258
Anticipo año anterior	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.940	20.384	22.634	25.376	28.409	35.258
Impuesto por pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.859	29.624	32.428	36.576	40.912	53.859
Pago del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.859	29.624	32.428	36.576	40.912	53.859
Total impuestos x pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.859	29.624	32.428	36.576	40.912	53.859
Pago del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.859	29.624	32.428	36.576	40.912	53.859

De acuerdo con Modigliani y Miller (1958) debe cumplirse el principio de conservación de flujos de efectivo, según el cual

$$\text{FCL} + \text{AI} = \text{FCD} + \text{FCA} \quad (\text{A.2.3})$$

Sin embargo se debe ampliar un poco el concepto del FCD, donde no son solamente los créditos y débitos a la deuda financiera más los pagos de interés, sino que se debe tener en cuenta los ingresos financieros que se derivan de las inversiones temporales por los excedentes de liquidez. Dado que estos ingresos no hacen parte del flujo de caja libre, se deben tomar en consideración como parte de flujo de la deuda financiera, es decir, del activo financiero neto (deuda financiera + activos financieros). De esta forma se puede mostrar que se cumple la conservación de los flujos de efectivo; por ejemplo, para el año 2029:

EL FCL es: 67.345 (del cuadro A.2.1)

El AI es: 4752 (del cuadro A.2.1)

Total FCL + AI = 72.097

FCD sería igual a los siguientes componentes:

Flujo del principal: 0 (del cuadro A.2.5)

Pago de interés: 14.400 (del cuadro A.2.5)

Ingresos financieros: (-22.384) (del cuadro A.2.4).

FCA se calcula de la siguiente forma:

Se toma el flujo de caja de tesorería del período (del cuadro A.2.5): 33.716 y se le suman dividendos y capitalizaciones: 46.365 (del cuadro A.2.5).

Total FCA: 80.081

Total FCD + FCA:  $14.400 + (-22.384) + 80.081 = 72.097$

### Anexo 3. Análisis de las variables del modelo estocástico

En este anexo se muestra el comportamiento de las variables del modelo estocástico para el cálculo de la volatilidad futura implícita. El cuadro A.3.1, tomado del *Atlas del viento y energía eólica* (UPME, Ideam, 2006) muestra el resultado del estudio de las series de tiempo de los vientos en Colombia.

Cuadro A.3.1

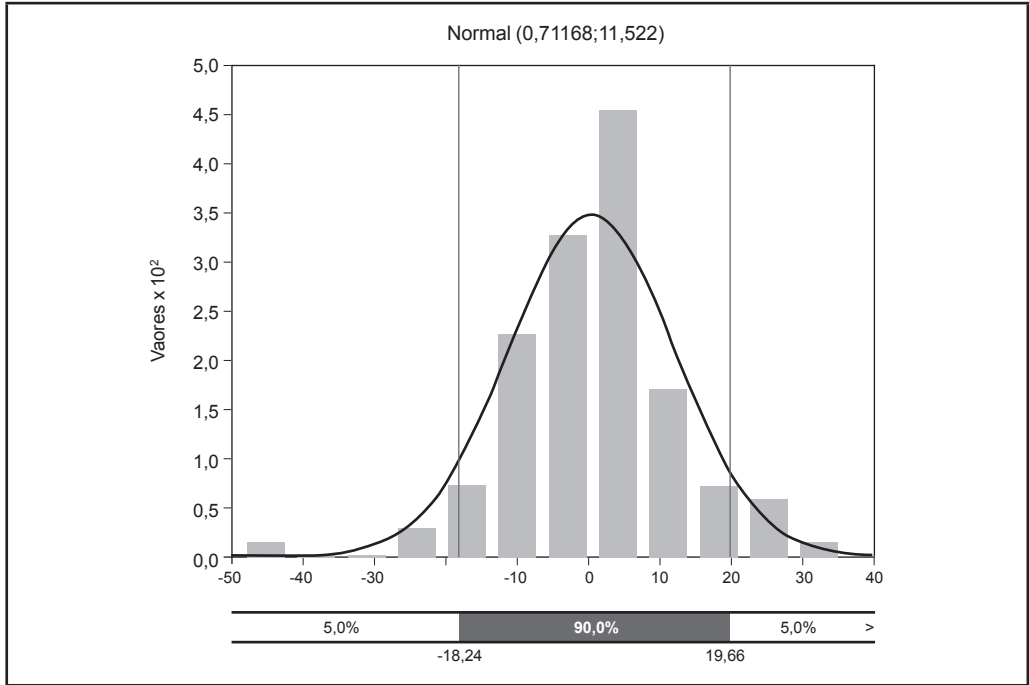
#### Resultado del análisis de las series de tiempo de los vientos en Colombia

METHOD OF ESTIMATION: EXACT MAXIMUM LIKELIHOOD				
PARAMETER	ESTIMATE	STD ERROR	T RATIO	LAG
AR1 1	-.26042	0.69231E-01	-3.76	1
MA1 1	-.98436	0.26704	-3.69	1
MA2 1	-.88558	0.55958E-01	-15.83	12
MODEL: ARIMA (1,1,1) (0,1,1)12				
EST-STATISTICS ON RESIDUALS				
MEAN= -0.0054594		ST. DEV. OF MEAN = 0.0060306		T-VALUE= -0.9053
NORMALITY TEST= 0.3089E-01		( CHI-SQUARED(2) )		SKEWNESS= 0.0004 ( SE = 0.1591 )
				KURTOSIS= 2.9441 ( SE = 0.3182 )
DURBIN-WATSON = 2.0362				
LJUNG-BOX Q VALUE OF ORDER 24 IS 10.57 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED(21)				

Como se observa en el cuadro A.3.1, las variaciones logarítmicas del viento se comportan como un proceso de regresión a la media de orden 1 y 12, MA (1) y MA (12), y un proceso autorregresivo de orden 1, AR (1). Es decir, que la variación que tiene el viento en un mes va a depender de la variación del viento en el mes inmediatamente anterior y del término de error de su variación tanto en el mes anterior como en el año anterior.

Para los precios de la energía eléctrica se toman datos mensuales de agosto de 1999 a diciembre del 2007. A esta serie en desviaciones se le aplica la prueba de bondad de ajuste de Kolmogorov-Smirnoff; en la gráfica A.3.1 se muestran los resultados.

Gráfica A.3.1  
**Distribución de las variaciones absolutas de los precios de la energía**



En la gráfica A.3.1 se muestra que las variaciones absolutas del precio distribuyen normal, con media 0,71168 y desviación estándar 11,52 y, de acuerdo con la prueba K-S, tampoco se rechaza la hipótesis nula de normalidad. Sin embargo, al simular una distribución normal para las variaciones mensuales del precio de la energía, podría darse el caso de que los crecimientos no tuvieran coherencia de un período a otro; por tal razón, con base en los datos históricos se calcula la matriz de autocorrelación de las variaciones absolutas que se presenta en el cuadro A.3.2.

Cuadro A.3.2  
**Matriz de autocorrelaciones**

Año(12x12)	InputsD35 Enero	InputsD36 Febrero	InputsD37 Marzo	InputsD38 Abril	InputsD39 Mayo	InputsD40 Junio	InputsD41 Julio	InputsD42 Agosto	InputsD43 Septiembre	InputsD44 Octubre	InputsD45 Noviembre	InputsD46 Diciembre
InputsD35 Enero	1											
InputsD36 Febrero	0,341	1										
InputsD37 Marzo	-0,307	-0,140	1									
InputsD38 Abril	-0,136	-0,265	0,623	1								
InputsD39 Mayo	-0,518	-0,686	0,359	0,111	1							
InputsD40 Junio	0,001	-0,001	-0,321	-0,035	-0,480	1						
InputsD41 Julio	0,033	-0,636	0,196	0,104	0,518	-0,036	1					
InputsD42 Agosto	0,006	-0,426	-0,361	-0,282	0,475	0,238	0,532	1				
InputsD43 Septiembre	-0,711	-0,473	-0,313	-0,315	0,514	0,092	-0,059	0,416	1			
InputsD44 Octubre	-0,336	0,134	-0,301	-0,843	0,245	-0,111	-0,182	0,262	0,603	1		
InputsD45 Noviembre	0,098	0,450	0,551	0,685	-0,389	-0,182	-0,332	-0,762	-0,671	-0,646	1	
InputsD46 Diciembre	0,649	0,144	-0,033	0,106	-0,079	0,082	0,480	0,467	-0,593	-0,380	0,048	1

El precio de los certificados de CO2 se simula a partir de las proyecciones del Caema, (2007) que se muestran en el cuadro A.3.3. La simulación se basa en la media de cada rango.

Cuadro A.3.3  
**Rango de precios para los CER**



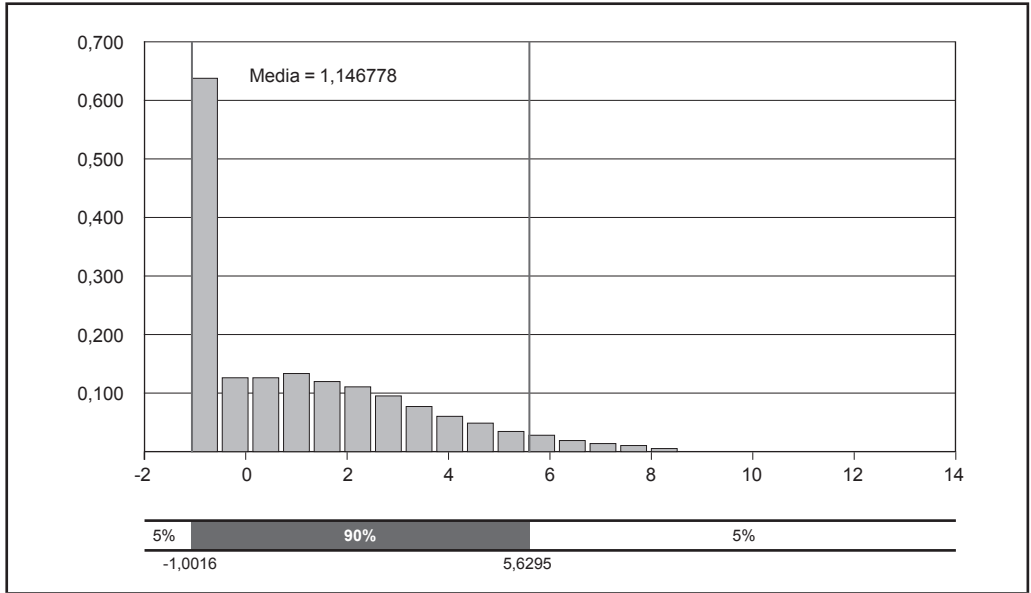
Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente  
**F A I R T R A D E C D M**  
Rango de Precios esperados para el primer periodo de cumplimiento 2008-2012

Encuesta del CAEMA a 40 Expertos Internacionales 2007

RANGO	PROBABILIDAD	PRECIO ESTIMADO
Alto	25%	Entre 22,88 y 29 dólares por Cer emitido
<b>Probable</b>	<b>60%</b>	<b>Entre 15 y 22,87 dólares por Cer emitido</b>
Bajo	15%	Entre 12,60 y 15 dólares por Cer emitido

### Anexo 4. Resultados del indicador de rentabilidad de Copeland y Antikarov (2001)

Gráfica A.4.1  
Resultados de la rentabilidad del año 1



En la gráfica A.4.1 se muestran los resultados de la simulación en el año 1 del indicador de rentabilidad propuesto por Copeland y Antikarov (2001). La rentabilidad promedio estimada es de 114,68%, con una desviación estándar de 228,89%. Esta medida se descarta por los valores extremos que da como resultado.