



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Evaluación de un proyecto de generación de energía eólica en Colombia mediante opciones reales**

**Rosa Lorena Moreno Mosquera**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización  
Medellín, Colombia

2015

# **Evaluación de un proyecto de generación de energía eólica en Colombia mediante opciones reales**

**Rosa Lorena Moreno Mosquera**

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título  
de:

**Magister en Ingeniería Administrativa**

Director:

D.Sc Sergio Botero Botero

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de Ingeniería de la Organización  
Medellín, Colombia  
2015

*Conocimiento y belleza, las formas de dominación más efectivas que existen.*

## **Agradecimientos**

Es usual regalar hermosas palabras en momentos de alegría, pero para mí no hay nada más apropiado que ser asertiva.

Culminar este trabajo, es más que un motivo de felicidad, es una oportunidad para continuar aportando mis conocimientos y mi experiencia. A ustedes, infinitas gracias:

A Dios, por su infinito amor y por hacerme mujer.

A mi familia, mi más valioso tesoro.

A mi director, Sergio Botero Botero, siempre será un placer aprender a su lado.

A mis amigos y colegas, Yuliana Acevedo Sánchez, Mónica Castañeda Riascos, Carmen Eugenia Gómez Guzmán, Diana Milena Vélez Escobar y José Guillermo Cadavid Salazar, sin ustedes llevar a cabo este trabajo no sería posible.

Por último, pero no menos importante, a todas aquellas personas que han aportado a mi vida, para formar la persona que hoy soy.

## Resumen

El objetivo del trabajo desarrollado es evaluar un proyecto de energía eólica en el mercado eléctrico colombiano mediante un enfoque de opciones reales; considerando la volatilidad del precio de la energía y los factores propios de la energía eólica como son el régimen de vientos y los costos de la tecnología. En la primera y segunda sección se introduce el fundamento teórico de diferentes métodos de evaluación de proyectos de generación de energía, incluyendo las opciones reales (tipos de opciones, métodos para valorar las opciones, metodologías para el cálculo de la volatilidad). En la tercera sección se caracteriza la energía eólica en Colombia, describiendo las zonas con mayor potencial. En la cuarta sección se evalúa un proyecto de energía eólica; inicialmente con base en los flujos de caja descontados, luego se aplica el enfoque de opciones reales, incluida una opción real de abandono y de diferir. Se concluye que si bien la coyuntura actual del precio de la energía y las mejoras de eficiencia en la generación de energía eólica permiten obtener resultados positivos con metodologías tradicionales; la alta volatilidad e incertidumbre con respecto al comportamiento futuro de los precios y la velocidad del viento, consideradas las variables con mayor incidencia en los flujos de caja de los proyectos eólicos, hacen que valga la pena un enfoque de opciones reales.

**Palabras clave:** Energía eólica, Flujo de caja Descontados, Opciones reales y Árboles binomiales.

## Abstract

The objective of this study is to evaluate a wind energy project in the Colombian electrical market with a real options approach, with consideration to the volatility of the price of energy and wind energy factors such as wind patterns and the cost of technology. The first and second sections introduce the theoretical foundation of different methods of evaluation of energy generation projects, including the real options (type of options, methods to evaluate the options, methodologies to calculate the volatility). The third section characterizes wind energy in Colombia, describing the areas with the greatest potential. The fourth section evaluates a wind energy project; initially based in discounted cash flows and later by applying a real options approach, including a real option of abandonment and postponement. In conclusion, even though the current situation of energy prices and the improvements in the efficiency of wind energy generation yield positive results with traditional methodologies, the high volatility and uncertainty with respect to the future behavior of the prices and velocity of wind, which are considered the most important variables with the cash flows of wind projects, justify the real options approach.

**Keywords:** Wind energy, Discounted Cash Flows, Real options and Binomial trees

# Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>V</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>IX</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>X</b>
<b>Introducción</b> .....	
<b>1. Evaluación de proyectos de energía</b> .....	<b>4</b>
1.1 Métodos tradicionales .....	4
1.1.1 Descuento de Flujos de Caja (DFC).....	5
1.1.2 Relación B/C .....	9
1.1.3 Retorno de la inversión .....	9
1.1.4 Costo teórico de generar energía eléctrica.....	10
1.2 Métodos no tradicionales .....	13
1.2.1 Valor Presente Neto Desacoplado .....	13
1.2.2 Opciones Reales.....	14
<b>2. Teoría de opciones reales</b> .....	<b>16</b>
2.1 Tipos de opciones reales .....	17
2.1.1 La opción de aplazar .....	17
2.1.2 La opción de abandonar.....	18
2.1.3 La opción para cambiar la escala de operación.....	19
2.1.4 La opción de intercambio o switching options .....	20
2.1.5 La opción de construir por etapas o time-to-build .....	21
2.2 Modelos para la valoración de opciones reales .....	21
2.2.1 Ecuaciones diferenciales parciales.....	21
2.2.2 Mallas y árboles binomiales .....	23
2.2.3 Simulaciones.....	24
2.3 Métodos para la valoración de la volatilidad.....	25
2.3.1 Métodos de flujo de caja logarítmicos .....	25
2.3.2 Simulación Monte Carlo .....	26
2.3.3 Project Proxy Approach.....	26
2.3.4 Factor predominante del riesgo del proyecto.....	27
2.3.5 Portafolio réplica del ingreso de la opción .....	27
2.3.6 Management Assumption Approach .....	27
2.3.7 Volatilidad futura implícita del proyecto .....	28
2.3.8 Cálculo de la volatilidad según Graham Davis .....	29
2.4 Barreras para la aplicación de opciones reales.....	29
2.5 Aplicaciones de las opciones reales en la valoración de proyectos de energía renovable .....	31
<b>3. Caracterización de la energía eólica en Colombia</b> .....	<b>37</b>
3.1 Costos de Generación .....	43
3.1.1 Evolución de los costos de generación .....	47

---

3.2	Comportamiento de los vientos .....	49
3.3	Análisis del recurso eólico en la Guajira .....	52
3.4	Complementariedad eólica y SIN .....	53
<b>4.</b>	<b>Caso de estudio .....</b>	<b>55</b>
4.1	Modelo de Evaluación .....	58
4.1.1	Modelo de Descuento de Flujo de Caja .....	58
4.1.2	Modelo de opciones reales .....	63
4.1.3	Supuestos del Modelo .....	66
4.2	Análisis de resultados.....	67
4.2.1	Evaluación sin flexibilidad .....	67
4.2.2	Evaluación con flexibilidad .....	71
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>81</b>
5.1	Conclusiones.....	81
5.2	Recomendaciones.....	83
<b>Anexo A: Pronóstico del precio de la energía .....</b>		<b>85</b>
<b>Anexo B: Pronóstico de la velocidad del viento .....</b>		<b>89</b>
<b>Anexo C: Cálculo del <math>Ke</math>.....</b>		<b>91</b>
<b>Anexo D: Resultados de la evaluación sin flexibilidad .....</b>		<b>92</b>
<b>Anexo E: Resultados de la evaluación con FCL sin flexibilidad – N80/2500 .....</b>		<b>99</b>
<b>Anexo F: Cálculo de la volatilidad .....</b>		<b>100</b>
<b>6.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>103</b>

## Lista de figuras

Figura 2-1: Ejemplo de árbol binomial. ....	24
Figura 3-1: Capacidad instalada acumulada eólica global desde 1995 hasta 2014. ....	37
Figura 3-2: Incremento anual de capacidad eólica global desde 1996 hasta 2014. ....	38
Figura 3-3: Top 10 países con mayor capacidad instalada eólica 2014. ....	39
Figura 3-4: Estimativo generación renovable. ....	39
Figura 3-5: Porcentajes de capacidad instalada por tipo en Colombia, 2014. ....	42
Figura 3-6: Porcentajes de generación de electricidad por tipo en Colombia, 2014. ....	42
Figura 3-7: Comportamiento de la generación eólica diaria desde 2004-2014 [MWh] ....	42
Figura 3-8: Estructura de costos Energía Eólica. ....	44
Figura 3-9: Costo nivelado de energía eólica entre 1980 y 2009 para los Estados Unidos y Europa (excluyendo incentivos). ....	47
Figura 3-10: Evolución del precio de las turbinas o aerogeneradores en Estados Unidos .....	48
Figura 3-11: Capacidad instalada acumulada vs precio de la tecnología (curva de aprendizaje). ....	49
En la Figura 3-12 se presenta el mapa eólico de Colombia, en él es posible apreciar las velocidades de viento en diferentes regiones del país. A lo largo de toda la costa del mar Caribe colombiano se presentan altas velocidades de viento, el mayor potencial eólico se encuentra en los departamento de La Guajira, Atlántico y San Andrés. En la Tabla 3-5 se identifican los 16 lugares de Colombia donde las intensidades del viento indican un mayor potencial eólico. ....	49
Figura 3-12: Mapa de vientos de Colombia. Promedio multianual. ....	51
Figura 3-13: Generación SIN vs Generación eólica [kWh] durante 2014. ....	53
Figura 3-14: Aportes Río Grande vs Generación eólica [kWh] durante 2014. ....	54
Figura 4-1: Curva de Potencia de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500. ....	56
Figura 4-2: Potencia total de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500. ....	58
Figura 4-3: Precios de energía en bolsa mensual, 2001-2015. ....	59
Figura 4-4: Velocidad mensual del viento a 10 metros, 2001-2011. ....	61
Figura 4-5: Velocidad mensual del viento a 120 metros, 2001-2011. ....	62

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1-1: Métodos tradicionales usados en la evaluación de proyectos de energía .....	11
Tabla 2-1: Analogía entre opciones reales y financieras .....	17
Tabla 2-2: Aplicaciones de las opciones reales en proyectos de energía renovable .....	36
Tabla 3-1: Capacidad instalada eólica a finales de 2013 países latinoamericanos.....	41
Tabla 3-2: Descripción costos pre operativos de la mayoría de plantas típicas. ....	43
Tabla 3-3: Costos de capital 2010 para proyectos de generación eólica de diferentes capacidades.....	45
Tabla 3-4: Costo nivelado de generación 2010 .....	45
Tabla 3-5: Los 16 lugares de Colombia con mayor potencial eólico .....	50
Tabla 3-6: Densidad de energía eólica de la Península de la Guajira durante todo el año .....	52
Tabla 4-1: Flujos de caja libre .....	67
Tabla 4-2: Datos de entrada para la valoración de opciones. Modelo binomial .....	71
Tabla 4-3: Resultados de la opción de diferir .....	72
Tabla 4-4: Valoración de la opción de diferir a 5 años.....	73
Tabla 4-5: Valoración de la opción de diferir a 10 años.....	74
Tabla 4-6: Resultados de la opción de abandono .....	75
Tabla 4-7: Valoración de la opción de abandono a 5 años.....	77
Tabla 4-8: Valoración de la opción de abandono a 10 años.....	78
Tabla 4-9 Comportamiento del valor de la opción vs volatilidad. ....	80

# Introducción

La importancia de los proyectos de generación de energía renovable se ha puesto de manifiesto por las preocupaciones ambientales y la dependencia global de electricidad, a raíz de los riesgos de suministros de energía y el cambio climático.

En Colombia, se han venido realizando proyectos de investigación tendientes a identificar las posibilidades de desarrollo de la generación de diferentes tipos de energía. De acuerdo con Vergara et ál. (2010) Colombia es un país que se ha caracterizado por su potencial eléctrico gracias a la disponibilidad de recursos para la generación de electricidad y a las instituciones que rigen el mercado eléctrico. En cuanto a recursos tradicionales dispone de abundantes fuentes hídricas aprovechables para la generación de electricidad, 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 sobresalientes en Suramérica y aprovechable para la generación eólica.

En el caso de la energía eólica, su desarrollo en el país es bastante incipiente, puesto que tan solo se cuenta con la planta piloto de Jepirachi, en la Guajira, con una capacidad instalada de 19,5 MW, el cual representa un valor ínfimo comparado con la capacidad instalada actual del país (ronda los 13.000 MW). El desaprovechamiento de la generación de energía eólica, se debe a que estos proyectos generan grandes incertidumbres que abarcan desde el comportamiento de los vientos hasta los precios de la electricidad; además requieren grandes inversiones iniciales, que al ser valorados con base en los métodos tradicionales de Descuento de Flujos de Caja (DFC), se concluye la no viabilidad financiera del proyecto (Maya, Hernández, & Gallego; 2012).

A pesar de que la generación de energía eólica en Colombia es incipiente, hay un interés por el desarrollo de este tipo de energía no sólo por lo amigable con el medio ambiente sino por su complementariedad con la predominante fuente hídrica. Gómez (2012)

encuentra que la energía eólica contribuye con generación justo en periodos muy secos como los producidos por el fenómeno del Niño y en el periodo pico de la demanda. De igual forma, se han propuesto diferentes mecanismos para estimular el desarrollo de la energía eólica en Colombia, entre los más comunes se encuentran las exenciones o los descuentos tributarios y los resultados en reducción de emisiones. No obstante, aun si se incluyen los flujos de caja libres adicionales generados por estos mecanismos, los proyectos de generación eólica no logran ser viables financieramente (Corpus, 2011).

En las últimas décadas, la liberalización de los mercados eléctricos ha influido significativamente en las decisiones de inversión en lo que concierne a la generación de electricidad. Los proyectos de generación de electricidad tienen características específicas, como la irreversibilidad y altos niveles de incertidumbre que influyen en la elección del mejor método para evaluar las inversiones en energía (Monjas & Balibrea, 2013).

Las técnicas convencionales para evaluar las decisiones de inversión, basadas principalmente en el descuento de flujo de caja, las cuales aún se mantienen predominantes, asumen que una vez iniciado un proyecto no existe oportunidad alguna para alterar los flujos por medio de la intervención gerencial. El supuesto implícito es que los gerentes deben administrar tan solo para cumplir con los flujos proyectados. Sin embargo, en la realidad los flujos se administran para superar las proyecciones, por lo que la flexibilidad gerencial puede marcar una gran diferencia en el atractivo de la inversión (Santos et al., 2014).

Varios métodos pueden ser empleados para evaluar la inversión en la generación de energía. Por un lado, los métodos tradicionales (Valor Presente Neto (VPN) o Tasa Interna de Retorno (TIR), por ejemplo) ignoran ciertas características del proyecto que pueden influir en su evaluación, como la irreversibilidad y la incertidumbre. Estos métodos subestiman el valor de la inversión cuando la flexibilidad es una de las características del proyecto, porque algunas de las opciones de gestión no se tienen en cuenta, tales como acciones de contracción o de expansión. Por lo tanto, estos métodos no son adecuados para la evaluación de inversiones de generación de energía (Isaza & Botero, 2014).

En este contexto, surge una nueva herramienta conocida como Opciones Reales que busca incorporar de manera formal la capacidad de la gerencia de tomar decisiones en el futuro con base en nueva información o cambios en el entorno para limitar las pérdidas o mejorar las ganancias, estas decisiones por lo general consisten en: ampliar, reducir, cambiar, diferir o abandonar el proyecto dependiendo de su comportamiento futuro (Maya et al., 2012).

En el caso de los proyectos de inversión en energías renovables, dada su larga duración, hay una considerable incertidumbre con respecto a su viabilidad económica, que está vinculada a la evolución de los flujos de efectivo que dependen del costo de producción y el precio de la energía eléctrica, entre otros factores. Por lo anterior, se considera que la evaluación mediante opciones reales puede capturar la incertidumbre en el futuro y la flexibilidad de este tipo de proyectos, generando resultados significativos para la viabilidad de estos (Kim et al., 2014).

En el estudio que se presenta a continuación se aplica la teoría de opciones reales a la evaluación de un proyecto de energía eólica en el mercado eléctrico colombiano, considerando la volatilidad del precio de la energía y los factores propios de la energía eólica (régimen de vientos y costos tecnológicos). Los modelos de valoración de proyectos de energía eólica previamente desarrollados en Colombia se han enfocado en tecnologías de baja eficiencia, y los que se enfocan en opciones contemplan en su mayoría sólo la opción de expansión (Venetsanos et al, 2002). El aporte de este trabajo consiste en que se facilita la inclusión de los avances tecnológicos en los aerogeneradores (mejorando la eficiencia en generación), se incluyen nuevos métodos para la estimación de los precios (redes neuronales artificiales) y de la velocidad del viento (filtrado Holt Winters) y además, se aplican nuevas opciones reales para este caso, como lo son las opciones de diferir y abandonar.

Es importante resaltar, que el objetivo de este trabajo no es determinar el valor exacto de un proyecto de energía eólica; se es riguroso en la búsqueda de datos que acerquen el caso de estudio a la realidad, sin embargo, se deben tener en cuenta una serie de supuestos necesarios en la modelación.

# 1. Evaluación de proyectos de energía

Los proyectos de inversión en energía tienen características que los diferencian de otro tipo de inversión. En primer lugar, este tipo de inversiones es parcial o completamente irreversible porque el capital de la industria no se puede utilizar en otros sectores o en diferentes empresas (Pindyck, 1990). En segundo lugar, los inversores tienen que evaluar sus opciones bajo altos niveles de incertidumbre asociada a la liberación de los mercados de electricidad (Kumbaroğlu, Madlener, & Demirel, 2008). En tercer lugar, las inversiones pueden ocurrir en un tiempo flexible, es decir, el inversor puede invertir hoy o posponer su decisión con el fin de obtener mayor información. Por último, los inversores tienen disponible varias tecnologías de generación que pueden ser seleccionadas cuando el proyecto es definido; sin embargo, estas tecnologías son asociadas con diferentes niveles de incertidumbre que deberían ser consideradas. Por lo tanto, los inversionistas deberían adoptar una metodología para evaluar proyectos de inversión en energía que tome en cuenta el riesgo y la incertidumbre de la inversión.

Diversos autores han aplicado distintas metodologías para analizar la viabilidad de esos proyectos (Santos, Soares, Mendes, & Ferreira, 2014). En las siguientes secciones se presentan los diferentes métodos usados para realizar esa evaluación y se presentan algunos casos de aplicación en proyectos de generación de energía, centrándose en la renovable, ya que la tesis se centra en un proyecto de energía eólica.

## 1.1 Métodos tradicionales

Los métodos tradicionales han sido la herramienta predominante para la evaluación de proyectos de inversión en el mercado en general, independiente del sector y de la alternativa de inversión (Calle & Tamayo, 2009). Los métodos tradicionales pueden ser efectivos y prácticos en casos en que la decisión de inversión requiere inmediatez (A Dixit & Pindyck, 1994).

El método más usado para evaluar proyectos de generación de energía es el Descuento de Flujos de Caja. No obstante, se encuentran otros métodos como la relación beneficio/costo, costo teórico de generar energía eléctrica y menos utilizado, el retorno de la inversión (Santos et al., 2014).

### **1.1.1 Descuento de Flujos de Caja (DFC)**

El descuento de flujos de caja de la inversión es la metodología tradicionalmente adoptada para evaluar un plan de inversión. Mientras conceptos de tasa de interés y valor del dinero en el tiempo eran pioneras, Fisher propuso DFC que se adopta ampliamente para evaluar las inversiones y las decisiones de inversión en activos reales. Con esta metodología, se estiman los beneficios futuros en términos de flujos de efectivo, por lo general anuales (Davis & Owens, 2003). La metodología de DFC se caracteriza por la facilidad en su cálculo además de visualizarse fácilmente su lógica (Lee & Shih, 2011). Cuando un proyecto de inversión es valorado, se realiza una previsión de los flujos de caja que promete generar en el futuro y se procede a calcular su valor actual con objeto de poder comparar, en un momento determinado del tiempo (el actual), el valor global de dichos flujos de caja con respecto al desembolso inicial que implica la realización de dicho proyecto (Mascareñas, Lamothe, López, & De Luna, 2010).

En la evaluación de alternativas de inversión, los criterios tradicionales de decisión como el valor presente neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), todos basados en la teoría de DFC, han sido utilizados como la herramienta predominante para definir las inversiones, independiente del sector y del tipo de alternativa de inversión, y son considerados modelos estáticos ya que suponen que las condiciones básicas del proyecto no pueden ser modificadas (Lee & Shih, 2011).

A continuación, se describen dichos métodos, sus ventajas y limitaciones y, su aplicación en la evaluación de proyectos de energía renovable.

#### Valor presente Neto

El VPN es la suma del valor presente de todos los flujos de caja producidos por el proyecto, es el neto de la inversión necesaria para implementar un proyecto. Este método es comúnmente usado para evaluar las inversiones. El método considera el valor del

dinero en el tiempo y refleja todos los flujos de efectivo. También, considera la magnitud de los beneficios económicos de un plan de inversiones. El VPN representa cómo un plan de inversión contribuye directamente al valor de una empresa y puede representar con precisión, cómo influye en la riqueza de los accionistas. Adicionalmente, el principio de aditividad es compatible, lo que implica que la suma total de valor de una empresa es igual a la suma de las contribuciones de sus planes de inversión independientes e individuales. Solamente el VPN puede obtener la decisión óptima cuando un único plan de inversión es seleccionado (Lee & Shih, 2011). La Ecuación (1.1) se utiliza para calcular el VPN (Santos et al., 2014):

$$VPN = \sum_{n=0}^t \frac{Fn}{(1+i)^n} \quad (1.1)$$

Donde,

$Fn$  = *Flujos neto de caja del año n*

$i$  = *Costo de Capital*

Para decidir implementar un proyecto, el criterio de decisión es  $VPN > 0$

El método de VPN fue desarrollado inicialmente para la valoración de bonos sin riesgos y su utilización se extendió también a valoración de proyectos de inversión reales, se realizó una analogía entre los cupones del bono y los flujos de caja de un proyecto; sin embargo, la analogía apropiada depende del tipo de proyecto analizado, así en proyectos de Investigación y Desarrollo, recursos naturales y otro tipo de proyectos reales, las opciones financieras resultan ser una mejor analogía que los bonos (Mascareñas, 2007). Así, El VPN tiene algunas limitaciones debido a un potencial aumento en la incertidumbre de los flujos de caja y la tasa de descuento. Esto podría conllevar a resultados erróneos, aumentando el riesgo en la toma de decisiones. El método tampoco refleja un aumento o disminución de la rentabilidad (Lee & Shih, 2011).

A pesar de las limitaciones del método, el VPN ha sido ampliamente utilizado en el sector energético, destacándose la industria del petróleo & gas (Santos et al., 2014). En energía renovable, el método se ha utilizado en proyectos de inversión en plantas nucleares, cogeneración, hidroeléctricas, energía eólica y solar (Karagiannis, 2000; Muneer,

Bhattacharya, & Canizares, 2011; Nagaoka et al., 2007; Rothwell, 2006; Tsukamoto, Sugimoto, Yokoyama, & Zhou, 2006).

### Tasa interna de retorno

La TIR representa la tasa de descuento que iguala el VPN a cero (ver Ecuación (1.2)). (Santos et al., 2014).

$$0 = \sum_{n=0}^t \frac{Fn}{(1 + TIR)^n} \quad (1.2)$$

Donde,

$Fn =$  Flujos neto de caja del año  $n$

$i =$  Costo de Capital

Para decidir implementar un proyecto, el criterio de decisión es  $TIR > i$

Al igual que el VPN, el método de la tasa interna de retorno también considera que el tiempo posee valor, además de reflejar todos los flujos de caja. También considera la magnitud de los beneficios económicos de un plan de inversión. La rentabilidad de un plan de inversión es expresada como una tasa de interés que puede ser comparada con otras tasas facilitando la comparación con el costo de los recursos (Lee & Shih, 2011).

El método tiene algunas limitaciones, entre ella que no considera el aumento de la inversión y la magnitud de los flujos de caja. Tampoco considera las diversas compensaciones de casos individuales de inversión. El cálculo se puede dificultar cuando la inversión dura más de dos períodos o cuando los flujos de caja pueden ser ocasionalmente positivos u ocasionalmente negativos. Además, este método puede conducir a una decisión errónea al momento de evaluar un plan de inversión exclusivo o a realizar suposiciones poco razonables de la tasa de retorno de una reinversión (Lee & Shih, 2011).

La TIR ha sido utilizada para evaluar proyectos en general. En energía renovable se han evaluado principalmente proyectos de cogeneración e hidroeléctricas (Kai & Tiong, 2008; Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007).

### Período de recuperación de la inversión

El período de recuperación de la inversión (PRI) es el período de tiempo requerido para recuperar la inversión. Para ello, se tiene en cuenta los flujos de caja de cada año de duración del proyecto (ver Ecuación (1.3)) (Santos et al., 2014).

$$PRI = \frac{\sum_{n=0}^{t-1} \frac{In}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^t \frac{Fn}{(1+i)^n}} \quad (1.3)$$

Donde

$In =$  Inversión en el año  $n$

$F_n =$  Flujos neto de caja del año  $n$

$i =$  Costo de Capital

El criterio de decisión para invertir en un proyecto es  $PRI < t$

El método es relativamente simple y fácil de calcular y entender, muestra cuando el costo de un plan de inversión es completamente recuperado. También permite evaluar la liquidez de un plan de inversión. Entre las desventajas del método se encuentra que no evalúa la compensación económica, tiende a subestimar el período de recuperación, no existe un estándar para determinar cuál debería ser el período de recuperación para un plan de inversiones con la tasa de liquidez más adecuada; por último, no considera si el plan de inversión sigue generando flujos de caja a largo plazo, después de la recuperación de la inversión (Lee & Shih, 2011).

En proyectos de inversión de energía renovable, El PRI ha sido utilizado principalmente en cogeneración y energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012; Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007).

### 1.1.2 Relación B/C

La relación Beneficio/Costo identifica, cuantifica y mide los beneficios y costos de un proyecto de inversión (ver Ecuación (1.4)) (Santos et al., 2014).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_n \frac{F_n}{(1+i)^n}}{\sum_n \frac{I_n}{(1+i)^n}} \quad (1.4)$$

Donde

$I_n =$  Inversión en el año  $n$

$F_n =$  Flujos neto de caja del año  $n$

$i =$  Costo de Capital

El criterio de decisión para invertir en un proyecto es  $\frac{B}{C} > 1$

En la evaluación de proyectos de energía renovable, la relación B/C ha sido utilizada principalmente en proyectos de cogeneración (Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007), energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012) y energía eólica (Moran & Sherrington, 2007).

### 1.1.3 Retorno de la inversión

El retorno de la inversión (ROI) mide la relación el valor presente de los flujos de caja y el costo de inversión de un proyecto. Aunque el método ha sido utilizado para evaluar diferentes tipos de proyectos de inversión, en la literatura no se evidencia la aplicación del método a proyectos de energía renovable (ver Ecuación (1.5)) (Santos et al., 2014).

$$ROI = \left\{ \frac{\sum_{n=1}^t \frac{F_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^{t-1} \frac{I_n}{(1+i)^n}} - 1 \right\} * 100 \quad (1.5)$$

Donde

$I_n =$  Inversión en el año  $n$

$F_n =$  Flujos neto de caja del año  $n$

$i =$  Costo de Capital

El criterio de decisión para invertir en un proyecto es  $ROI > 1$  ( $VPN > 0$ )

### 1.1.4 Costo teórico de generar energía eléctrica

El método compara las diferentes tecnologías para la generación de energía con diferentes características y vida útil. El costo teórico de generar energía eléctrica (LCOE) es la suma del valor presente de los costos de inversión, operación, mantenimiento, combustible y otros, dividido por el valor presente de la producción de energía (ver Ecuación (1.6)) (Santos et al., 2014).

$$LCOE = (C_I + C_{O\&M} + C_C + C_d)/E_{act} \quad (1.6)$$

Donde

$C_I =$  Valor presente de los costos de inversión

$C_{O\&M} =$  Valor presente de los costos de operación y mantenimiento

$C_C =$  Valor presente de los costos de combustible

$C_d =$  Valor presente de varios costos anuales

$E_{act} =$  Valor presente acumulado de la producción de energía

El criterio de decisión para invertir en un proyecto es el menor costo teórico

El costo teórico de generar energía eléctrica ha sido utilizado principalmente para evaluar proyectos de generación de energía solar (Cameron & Goodrich, 2010; Darling, You, Veselka, & Velosa, 2011; Kerekes et al., 2011; Stavy, 2002). Sin embargo, también se han aplicado a proyectos de energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012) y energía eólica (Jaramillo, Saldaña, & Miranda, 2004).

**Tabla 1-1:** Métodos tradicionales usados en la evaluación de proyectos de energía

Método	Ecuación	Ventajas/Desventajas	Aplicaciones
VPN	$VPN = \sum_{n=0}^t \frac{Fn}{(1+i)^n}$	<p><u>Ventajas</u> El dinero posee valor en el tiempo. La magnitud de los beneficios económicos de un plan de inversión es considerada.</p> <p><u>Desventajas</u> No refleja un aumento o disminución de la rentabilidad. Es un método estático, considera el riesgo en la tasa de descuento pero no la posibilidad o flexibilidad de aprovecharlos.</p>	<p>Plantas nucleares, cogeneración, hidroeléctricas, energía eólica y solar (Karagiannis, 2000; Muneer et al., 2011; Nagaoka et al., 2007; Rothwell, 2006; Tsukamoto et al., 2006)</p>
TIR	$0 = \sum_{n=0}^t \frac{Fn}{(1+TIR)^n}$	<p><u>Ventajas</u> El dinero posee valor en el tiempo. La magnitud de los beneficios económicos de un plan de inversión es considerada. La rentabilidad es expresada como una tasa, fácilmente comparable con el costo de los recursos u otras tasas.</p> <p><u>Desventajas</u> No considera el aumento de la inversión y la magnitud de los flujos de caja. No considera las diversas compensaciones de casos individuales de inversión. El cálculo se puede dificultar cuando la inversión dura más de dos períodos o cuando los flujos de caja pueden ser ocasionalmente positivos u ocasionalmente negativos.</p>	<p>Proyectos de cogeneración e hidroeléctricas (Kai &amp; Tiong, 2008; Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007).</p>

Tabla 1-1: (Continuación)

Método	Ecuación	Ventajas/Desventajas	Aplicaciones
PRI	$PRI = \frac{\sum_{n=0}^{t-1} \frac{I_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^t \frac{F_n}{(1+i)^n} \cdot n}$	<p><u>Ventajas</u> Es simple y fácil de calcular. Muestra el tiempo cuando un plan de inversión es calculado.</p> <p><u>Desventajas</u> No existe un estándar para determinar cuál debería ser el período de recuperación para un plan de inversiones con la tasa de liquidez más adecuada. Se tiende a subestimar el período de recuperación</p>	Cogeneración y energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012; Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007).
B/C	$\frac{B}{C} = \frac{\sum_n \frac{F_n}{(1+i)^n}}{\sum_n \frac{I_n}{(1+i)^n}}$	<p><u>Ventajas</u> Fácil de entender. Analiza si los beneficios superan los costos.</p> <p><u>Desventajas</u> Los cálculos de los beneficios y costos deben ser muy precisos.</p>	Cogeneración (Karagiannis, 2000; Nagaoka et al., 2007), energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012) y energía eólica (Moran & Sherrington, 2007).
ROI	$ROI = \left\{ \frac{\sum_{n=1}^t \frac{F_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^{t-1} \frac{I_n}{(1+i)^n}} - 1 \right\} * 100$	<p><u>Ventajas:</u> Fácil de calcular. Muestra el beneficio que se obtiene por cada unidad monetaria invertida en un proyecto.</p> <p><u>Desventajas</u> Exagera el valor económico de un proyecto.</p>	
LCOE	$LCOE = (C_I + C_{O\&M} + C_C + C_d) / E_{act}$	<p><u>Ventajas</u> Permite comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto.</p> <p><u>Desventajas</u> No es un análisis de costo de todo el sistema eléctrico que incluya planes de expansión y procesos de toma de decisiones.</p>	Generación de energía solar (Cameron & Goodrich, 2010; Darling, You, Veselka, & Velosa, 2011; Kerekes et al., 2011; Stavy, 2002). Proyectos de energía mareomotriz (Jackson & Persoons, 2012) y energía eólica (Jaramillo, Saldaña, & Miranda, 2004).

Fuente: (Lee & Shih, 2011; Santos et al., 2014)

La Tabla 1-1 resume los métodos tradicionales utilizados para la evaluación de proyectos. En general, estos métodos son ampliamente utilizados en la práctica y son fácilmente entendidos, tienen en cuenta el riesgo del proyecto, están disponibles los datos de mercado para determinar la tasa de descuento correcta cuando no hay flexibilidad. Además es una técnica simplificada que es apropiada para el análisis de una gama amplia de problemas bajo gestión pasiva (Venetsanos et al., 2002). Sin embargo, estos métodos presentan deficiencias al no incorporar la parte estratégica del proyecto, la incertidumbre y la flexibilidad para crear valor y cambiar el rumbo del proyecto mientras se esté ejecutando (AK Dixit & Pindyck, 1995; Herath & Park, 1999; Siddiqui, Marnay, & Wiser, 2007). Por otra parte, al no reflejar la flexibilidad en las decisiones de inversión de manera eficiente, posiblemente se subestima la oportunidad y el valor real de una inversión (Hayes & Garvin, 1982; Trigeorgis, 1993).

## **1.2 Métodos no tradicionales**

Desde finales del siglo pasado, numerosos autores han cuestionado el uso de los métodos tradicionales para evaluar la viabilidad de los proyectos bajo incertidumbre (Amram & Kulatilaka, 2000; Dixit & Pindyck, 1994). Por esta razón, para llenar el vacío en los métodos tradicionales, diversos autores han empezado a aplicar la teoría de opciones reales y el valor presente neto desacoplado a los proyectos de inversión en activos reales (Amram & Kulatilaka, 2000).

### **1.2.1 Valor Presente Neto Desacoplado**

Para complementar el método del VPN, una nueva metodología de evaluación de proyectos denominada Valor presente neto desacoplado se ha propuesto recientemente. Al contrario del VPN, el nuevo método es un enfoque que primero identifica los riesgos del proyecto, utilizando análisis probabilístico y técnicas financieras modernas para determinar el valor de los riesgos como un costo para el proyecto y luego, integra esos costos sintéticos a la evaluación del proyecto (es decir, esto es endógeno al proyecto). Por lo tanto, el método de valor presente neto desacoplado se puede utilizar para medir el riesgo de desempeño del proyecto, mientras que el VPN puede ser usado como una medida del desempeño financiero del proyecto y ambas medidas se deben calcular a la

hora de evaluar las asignaciones de capital o evaluar proyectos de inversión. En el método de valor presente neto desacoplado, un inversor es visto como un proveedor de seguros quien se ve compensado por todos los riesgos que no se han diversificado (es decir, los riesgos de propiedad del inversor) y el valor de cada uno de esos riesgos es representado por las primas de seguros sintéticos estimados usando ya sea la probabilidad neutral al riesgo de mercado o las probabilidades reales de riesgos de mercados privados (Espinoza & Rojo, 2015).

El valor presente neto desacoplado es un método de valoración libre de los problemas típicamente asociados con la aplicación del tradicional método de VPN, más importante aún, permite una perfecta integración de la evaluación de riesgos del proyecto realizada por técnicos expertos y la gestión de riesgos aplicada por los ejecutivos de negocios en la evaluación financiera de un proyecto. El método ha sido utilizado para evaluar un proyecto de energía solar (Espinoza & Rojo, 2015).

### **1.2.2 Opciones Reales**

El reconocimiento de la incertidumbre en el futuro, la flexibilidad y la estrategia en la evaluación de proyectos representa uno de los logros recientes en finanzas empresariales. Este nuevo planteamiento conocido como Opciones Reales postula que (Ceseña, Mutale, & Rivas-Dávalos, 2013):

- Los proyectos bajo incertidumbre pueden poseer opciones reales
- Los proyectos pueden volverse flexibles si la opción real puede identificarse y ejecutarse oportunamente
- La flexibilidad genera valor agregado a los proyectos.

Una opción real es el derecho, sin obligaciones, para aplazar, abandonar o ajustar un proyecto en respuesta a la evolución de la incertidumbre (A Dixit & Pindyck, 1994). Por lo tanto, una opción real es una acción que un gerente de proyecto puede usar para modificar un proyecto. Flexibilidad se refiere a la capacidad de los gerentes y a las características necesarias del proyecto que permiten opciones reales, es decir, un proyecto es flexible si puede ser diferido, abandonado o ajustado de alguna manera por un gerente (Nembhard & Aktan, 2009). Un proyecto que tiene opciones reales no se considera flexible si los gerentes no pueden identificar la opción o no son capaces de ponerlas en práctica. Un proyecto flexible puede ser ajustado por los gerentes para

maximizar utilidades o disminuir pérdidas en diferentes escenarios. Así, la flexibilidad aumenta el valor esperado de los proyectos. En resumen, la teoría de opciones reales puede ser definida como un enfoque para generar flexibilidad en los proyectos. La teoría de opciones reales tiene como objetivo identificar, formular y evaluar las acciones que pueden ser usadas por los gerentes para ajustar los proyectos en un entorno cambiante. Para este propósito, la teoría de opciones reales se basa en las ideas y las herramientas desarrolladas para la valoración de opciones financieras (Ceseña et al., 2013).

La teoría de opciones reales reformula el VPN para escenarios de gran incertidumbre (ver Ecuación (1.7)) (Santos et al., 2014):

$$VPN_{\text{expandido}} = VPN_{\text{tradicional o estático}} + Valor_{\text{flexibilidad}} \quad (1.7)$$

Las opciones reales han sido aplicadas a la industria de petróleo y gas, proyectos de inversión en energía renovable y mercados energéticos en general (Santos et al., 2014).

A lo largo del capítulo se presentaron los diferentes métodos usados para realizar la evaluación de inversión en proyectos de generación de energía, sin embargo, unos son más apropiados que otros. Los métodos clásicos de evaluación de proyectos incluyen el riesgo del proyecto pero ignoran las acciones de gestión. Si esas acciones fueran consideradas, el riesgo podría ser mitigado, manteniendo o incluso aumentando el valor de un proyecto. Por otra parte, la teoría de opciones reales combina la incertidumbre y el riesgo con la flexibilidad, tomando en cuenta la volatilidad asociada con el proceso de evaluación como un factor positivo, que da valor al proyecto (Brach, 2003). Dadas las características específicas de los proyectos de inversión en energía, incertidumbre e irreversibilidad, la aplicación de métodos tradicionales con sus herramientas de evaluación estática fallan al no considerar la flexibilidad y subestimar la inversión (Willis, 2000). Por lo tanto, el uso de metodologías tradicionales puede ser inconsistente, soportando la aplicación de teoría de opciones reales (Pindyck, 2001). En el siguiente capítulo se realiza una descripción más detallada de este método de valoración de proyectos de generación de energía.

## 2. Teoría de opciones reales

Los métodos tradicionales de valoración subvaloran un proyecto si posee una flexibilidad operativa u oportunidades de crecimiento contingente. Por tanto, la posibilidad de aplazar un desembolso inicial irreversible puede afectar profundamente la decisión de invertir. Así, las opciones reales se convierten en una herramienta importante para la valoración de este tipo de proyectos (Mascareñas, 2007).

Las opciones dan el derecho a comprar o vender un activo, sujeto a ciertas condiciones, en un plazo determinado de tiempo (Black & Scholes, 1973). El activo sobre el cual se extiende el derecho se conoce como activo subyacente y dependiendo de este activo, se identifican las opciones reales de las opciones financieras (Mascareñas et al., 2010).

Las opciones financieras son contratos entre dos partes, típicamente consumidores y vendedores, que proporcionan el derecho, sin la obligación, de transar productos en un tiempo específico por un precio determinado (Ross, 1999). Esto es similar a las opciones reales que proporcionan el derecho de ajustar un proyecto en un tiempo específico por un costo que refleja los recursos requeridos para hacer esta modificación. Basado en esas similitudes, es lógico abordar las opciones reales con las herramientas e ideas que ya están bien establecidas para las opciones financieras (Ross, 1999; Trigeorgis, 1993).

Similar a las opciones financieras, las opciones reales dependen principalmente de cinco variables (Lee, 2011):

El precio del activo subyacente ( $s$ ): Valor presente de los flujos de caja del proyecto.

- El precio de ejercicio ( $x$ ): Indica el valor de la nueva inversión requerida
- El tiempo hasta el vencimiento ( $t$ ): Tiempo que dispone el propietario para ejercer la opción.
- Volatilidad ( $\sigma$ ): Varianza o desviación típica de los rendimientos esperados
- Tasa libre de riesgo ( $r_f$ ): Refleja el valor del dinero en el tiempo

La Tabla 2-1 muestra la analogía entre los dos conceptos, opciones financieras y opciones reales.

**Tabla 2-1:** Analogía entre opciones reales y financieras

Opciones Financieras	Variable	Opciones Reales
Precio del activo subyacente	$S$	Valor esperado de los flujos de caja
Precio de ejercicio	$X$	Costo de la inversión
Volatilidad del subyacente	$\sigma$	Volatilidad de los flujos de caja del proyecto
Tasa de interés libre de riesgo	$R_f$	Tasa de interés libre de riesgo
Tiempo de ejercicio	$T$	Tiempo en que la oportunidad de invertir desaparece

Fuente: (Lee, 2011)

Las opciones reales dan el derecho a invertir en activos que proporcionan la oportunidad de responder a futuros acontecimientos, es decir, es una decisión de inversión que es caracterizada por la incertidumbre, la irreversibilidad y la discrecionalidad administrativa para ejercer una opción en un momento adecuado (Kogut & Kulatilaka, 2001).

## 2.1 Tipos de opciones reales

En proyectos, las opciones reales (OR) se pueden definir como el derecho, más no la obligación, de tomar una acción (contratar, diferir, expandir, abandonar, etc.) sobre un proyecto dependiendo de la evolución de la incertidumbre de sus variables subyacentes (Antikarov & Copeland, 2001; Kodukula & Papudesu, 2006). A continuación, se presentan varios tipos de opciones reales que comúnmente se pueden encontrar en los proyectos de inversión (Antikarov & Copeland, 2001; Lee, 2011; Trigeorgis, 1993).

### 2.1.1 La opción de aplazar

Da al tenedor la capacidad de esperar a invertir el dinero. Esto significa que, con una oportunidad de inversión se tiene la opción de gastar el dinero ahora, o esperar para obtener más información acerca de la inversión o simplemente esperar la resolución de la incertidumbre (ver Ecuación (2.1)).

$$OR = \text{Max}(V - I_1, 0) \quad (2.1)$$

Donde,

$V$  = Valor presente de los flujos de caja del proyecto una vez esté finalizado

$I_1$  = Precio de ejercicio. Monto de inversión para poner en marcha el proyecto

La opción de aplazar es muy valiosa cuando hay una gran incertidumbre económica y grandes horizontes de inversión, permitiendo evaluar la información adicional y monitorear la evolución de las variables aleatorias de interés. Esta opción también es reversible, con nueva información se puede reconsiderar la política de inversión; sin embargo, aplazar puede tener costos potenciales, en términos de que si no se aprovecha la oportunidad otro puede hacerlo (Mascareñas, 2007).

La opción de aplazar o diferir ha tenido diversas aplicaciones en el sector energético, ha sido utilizada para evaluar proyectos de generación de energía térmica (Fleten & Näsäkkälä, 2010; Laurikka, 2006; Zambujal-Oliveira, 2013), eólica (Lee, 2011; Muñoz, Contreras, Caamano, & Correia, 2009), petróleo (Tourinho, 1979), biomasa (Pindyck, 1984), hidroeléctricas (Bøckman, Fleten, Juliussen, Langhammer, & Revdal, 2008; Kjaerland, 2007; H. Lee, Park, Kim, Kim, & Kim, 2013; Martinez-Cesena & Mutale, 2012) y energía nuclear (Naito, Takashima, Kimura, & Madarame, 2010).

### 2.1.2 La opción de abandonar

Esta opción proporciona a su propietario el derecho a suspender la aplicación de un proyecto ya sea vendiendo, liquidando o mediante la modificación de su uso. Si las condiciones del mercado son desfavorables, se puede abandonar las operaciones en curso de manera permanente y revender los bienes y otros activos. Esto puede ser extremadamente importante para no perder toda una inversión. Ver Ecuación (2.2):

$$OR = \text{Max}(A - V, 0) \quad (2.2)$$

Donde,

$A$  = El precio de ejercicio, el valor de recuperación de los activos

$V$  = El valor presente de los flujos de caja faltantes del proyecto

Esta opción real de liquidación es equivalente a una opción de venta americana con un precio de ejercicio igual al valor de venta del proyecto. La posibilidad de tener una opción

de abandono aumenta el deseo de invertir en un proyecto. Por ello, la opción de abandono tiene un efecto económico sobre las decisiones y, por lo general, no debe valorarse aisladamente (Mascareñas, 2007).

La aplicación de la opción de abandonar en el sector energético ha sido escasa. En la literatura se reporta el estudio de Fleten & Näsäkkälä (2010) quienes evalúan la opción de abandonar una planta de generación a gas, consideraron que los activos fijos podrían ser vendidos en el mercado de los usados. Siddiqui et al. (2007) analiza la opción de abandonar un proyecto de investigación y desarrollo en energía renovable.

### 2.1.3 La opción para cambiar la escala de operación

Si las condiciones del mercado son más favorables de lo esperado, la firma puede o bien ampliar la escala de producción o acelerar la utilización de recursos. Si por el contrario, las condiciones son menos favorables, bajo condiciones extremas, la producción puede cesar o ser renovada. Estas opciones son importantes en las industrias de recursos naturales, instalaciones, planificación y construcción, bienes de consumo y empresas de bienes raíces.

En la literatura, se reportan algunos casos de aplicación de la opción de cambiar la escala de operación en proyectos de inversión en generación de energía térmica y eólica (Fleten & Näsäkkälä, 2010; Laurikka, 2006; Maya et al., 2012; Siddiqui et al., 2007).

#### Opción de ampliar

Ver Ecuación (2.3):

$$OR = \max(eV - Ie, 0) \quad (2.3)$$

Dónde,

*e* = Porcentaje adicional del proyecto original

*V* = Flujos de caja operativos del proyecto una vez terminado

*I* = Precio de ejercicio, inversión adicional requerida

La opción de ampliar la escala productiva puede ser estratégicamente importante para capitalizar futuras oportunidades de crecimiento. Esta opción puede hacer que un

proyecto de inversión aparentemente desaconsejable (basado en el VPN básico) tenga un valor positivo (Mascareñas, 2007).

Dykes & Neufville (2008) aplican la opción de ampliar para un proyecto de energía eólica, evalúan dos opciones, construir una planta de generación de 20 MW o construir inicialmente una planta con capacidad de 3 MW y en el año 10, expandir su capacidad de generación a 20 MW. También, Maya et al. (2012) consideran la opción de expandir una planta de generación de energía eólica en un 50%.

### Opción de reducir

Ver Ecuación (2.4):

$$OR = \max(I_C - cV, 0) \quad (2.4)$$

Dónde,

$I_C$  = Precio de ejercicio, valor de la fracción del proyecto que se reduce

$V$  = Valor presente de los flujos de caja remanentes del proyecto

$C$  = Porcentaje de reducción de la escala de operación

## 2.1.4 La opción de intercambio o switching options

Cuando existe flexibilidad operativa que permita intercambiar insumos o mezcla de productos si se presentan cambios en los precios o en la demanda, es decir, cambiar la tecnología de tal forma que se pueda cambiar los insumos de costosos a baratos y cambiar la producción de barata a costosa. Se puede lograr flexibilidad de proceso no sólo con tecnología sino también con capacidad para mantener relaciones con una variedad de proveedores y con una alternación entre ellos, según cambien sus respectivos precios (Ver Ecuación (2.5)).

$$OR = \max(C - I_V, 0) \quad (2.5)$$

Dónde,

$C$  = Flujos de caja del año que se presenta el intercambio

$I_V$  = Precio de ejercicio, costos variables de operación

La opción de intercambio se ha utilizado para evaluar proyectos de inversión en generación de energía térmica (Deng, Johnson, & Sogomonian, 2001; Kulatilaka, 1988,

1993), eólica (Yu, Sheblé, Lopes, & Matos, 2006) e hidroeléctricas (Hedman & Sheblé, 2006; Yu et al., 2006). Hedman & Sheblé (2006) analizan la posibilidad de utilizar una planta hidroeléctrica de acumulación por bombeo para almacenar la energía de modo que se pueda disminuir la incertidumbre asociada a la generación de energía eólica, es decir, opción de flexibilidad.

### **2.1.5 La opción de construir por etapas o time-to-build**

Da la posibilidad de abandonar el proyecto en cualquier etapa, si la nueva información es desfavorable. Cada etapa puede ser vista como una opción en el valor de las etapas posteriores. Si las inversiones están divididas en varias inversiones más pequeñas se crean opciones valiosas para abandonar la inversión en cualquiera de estas etapas. De esta manera, cada etapa se puede considerar como un gasto necesario para pasar a la siguiente etapa.

La opción de construir por etapas ha sido aplicada a proyectos de generación de energía nuclear (Bednyagin & Gnansounou, 2011; Gollier, Proult, Thais, & Walgenwitz, 2005) y eólica (Méndez, Goyanes, & Lamothe, 2009).

## **2.2 Modelos para la valoración de opciones reales**

Varios enfoques de valoración de opciones financieras se han utilizado para la evaluación de opciones reales. Estos enfoques se pueden agrupar en tres grandes grupos, ecuaciones diferenciales parciales, mallas y árboles binomiales y simulaciones (Kodukula & Papudesu, 2006). Una breve descripción de estos enfoques se proporciona a continuación.

### **2.2.1 Ecuaciones diferenciales parciales**

Las ecuaciones diferenciales parciales son formuladas para la evaluación de opciones reales específicas bajo supuestos fijos (Dixit & Pindyck, 1994). Este enfoque es muy preciso y puede ser computacionalmente económico para las opciones simples. Sin embargo, un nuevo conjunto de ecuaciones diferenciales parciales tienen que formularse siempre que la opción real o los supuestos cambien, esto puede llevar mucho tiempo o incluso ser inviable para las opciones complejas (Trigeorgis, 1993). El conjunto de

ecuaciones diferenciales parciales más utilizado es el propuesto por Black-Scholes (ver Ecuación (2.6)).(Black & Scholes, 1973; Merton, 1973):

$$\frac{dS}{S} = \mu dt + \sigma dzs \quad (2.6)$$

Donde,

$\mu$  = Rendimiento esperado en el valo del proyecto

$\sigma$  = Desviación estándar de los cambios proporcionales en el valor del proyecto

$dzs$  = Incremento de un proceso de Wiener

A partir de la definición de la variable anterior, el modelo de valoración de opciones Black-Scholes es descrito en la Ecuación (2.7):

$$C = SN(d_1) - Xe^{-rT}N(d_2) \quad (2.7)$$

Donde,

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + (r_f + 0.5\sigma^2)t}{\sigma\sqrt{t}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

$S$  = Valor presente de los flujos de caja del proyecto

$X$  = Indica el valor de la nueva inversión requerida

$t$  = Tiempo que dispone el propietario para ejercer la opción

$\sigma$  = Varianza o desviación típica de los rendimientos esperados

$r_f$  = Tasa libre de riesgo

Las ecuaciones diferenciales parciales se han aplicado a la valoración de proyectos de generación de energía con recursos renovable (Davis & Owens, 2003), con petróleo (Tourinho, 1979), con biomasa (Pindyck, 1984), térmicas (Deng, Johnson, & Sogomonian, 2001; Deng & Oren, 2006; Fleten & Näsäkkälä, 2010; Kulatilaka, 1988, 1993), hidroeléctricas (Bøckman et al., 2008; Hedman & Sheblé, 2006; Kjaerland, 2007), eólica (Lee, 2011; Venetsanos et al., 2002) y generación con energía nuclear (Bednyagin & Gnansounou, 2011; Naito et al., 2010)

### 2.2.2 Mallas y árboles binomiales

Las mallas o árboles simulan la evolución de la incertidumbre en escenarios discretos (Dixit & Pindyck, 1994). Este enfoque facilita el modelado de múltiples opciones relacionadas entre sí. Sin embargo, es menos preciso que las ecuaciones diferenciales parciales y puede llegar a ser computacionalmente costosa o prohibitiva para grandes cantidades de escenarios. El enfoque de árbol más utilizado es el binomial (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979).

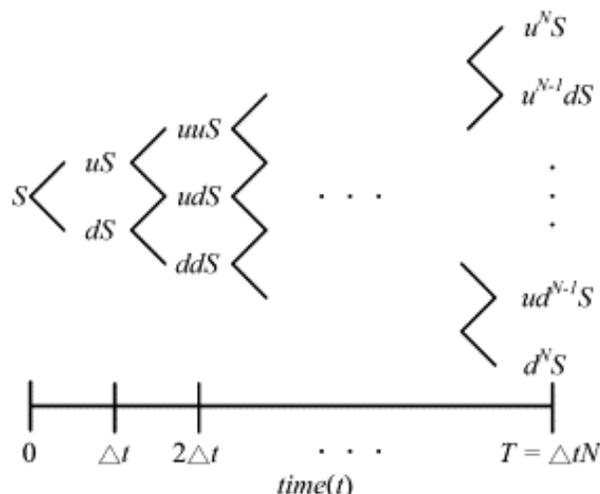
Los árboles o mallas se pueden utilizar para valorar opciones de tipo americano. Este permiten modelar la evolución del precio del subyacente bajo incertidumbre en escenarios discretos, asumiendo que el activo subyacente sigue un proceso binomial multiplicativo. Una ventaja de estos modelos es la posibilidad de modelar múltiples opciones interrelacionadas y modelar de una forma práctica opciones de tipo americano (Isaza & Botero, 2014).

Usar el método de mallas o árboles binomiales, implica comenzar con una o varias opciones con tiempos de vencimiento menores o iguales a  $T$  años. Esos  $T$  años son divididos en un número finito de periodos de tiempo de longitud  $\Delta t$ , mientras el próximo paso implica la creación de un árbol binomial con los valores del proyecto durante ese periodo de tiempo. Según el método binomial, el valor del activo puede evolucionar con un movimiento de subida  $u$ . Siendo el movimiento de subida  $u = e^{(\sigma\sqrt{\Delta t})}$ . Donde  $\sigma$  es la desviación típica anual de los rendimientos del activo y  $\Delta t$  la variación de tiempo que ocurre de un periodo al siguiente que sirve para ajustar la volatilidad anual al periodo que se esté utilizando. De forma inversa, el activo puede evolucionar con un movimiento de bajada  $d = \frac{1}{u}$ . La probabilidad de que exista una subida  $\mu$  en el valor de un activo que paga rendimientos de dividendos conocidos, viene representada por  $p = \frac{e^{(\Delta t*(r_f - q))} - d}{u - d}$ . Y la probabilidad de una bajada es  $1 - p$ .

El árbol binomial con un nodo para  $t = 0$  cuando el valor del proyecto no tiene flexibilidad,  $S$ , se ha estimado. Después del tiempo  $\Delta t$ , el valor del proyecto es modelado como  $uS$  o  $dS$ ; después de otro período de tiempo, hay tres valores del proyecto  $uuS =$

$u^2S$ ,  $udS = duS$  y  $ddS = d^2S$ . Este enfoque se continúa hasta que se han añadido los períodos de tiempo  $T/\Delta t$  y el árbol binomial queda como se muestra en la Figura 2-1.

**Figura 2-1:** Ejemplo de árbol binomial.



Fuente: (Lee, 2011)

El método de mallas y árboles binomiales ha sido utilizado para evaluar proyectos de generación de energía, específicamente hidroeléctricas (De Moraes Marreco & Carpio, 2006), energía eólica (Maya et al., 2012; Méndez et al., 2009; Muñoz et al., 2009) y energía térmica (Barria & Rudnick, 2011; de Moraes Marreco & Carpio, 2006).

### 2.2.3 Simulaciones

Las simulaciones pueden ser usadas para modelar la evolución de la incertidumbre. Esta es una técnica robusta que puede manejar muchos tipos de opciones reales, sin embargo, esta tiende a ser computacionalmente costosa. Un enfoque de simulación muy conocido es la simulación Montecarlo (Blanco, Olsina, Garces, & Rehtanz, 2011).

El método de Montecarlo implica simulación de miles de posibles escenarios del proyecto, cálculo del VPN para cada escenario usando el método DFC, y análisis de la distribución de probabilidad de los resultados VPN. Este método se puede utilizar de muchas maneras diferentes. En el enfoque más común, para cada escenario del proyecto es creado un valor aleatorio para cada uno de los parámetros de entrada del método DFC y se resuelve el VPN (Kodukula & Papudesu, 2006).

La simulación Montecarlo reúne características importantes para la valoración de opciones reales. En primer lugar, es un procedimiento intuitivo, al aproximar directamente el proceso estocástico de la variable incierta. Además, es una técnica flexible debido a la generalidad de activos a los que puede aplicarse y la facilidad para incluir dependencias en el tiempo. Por último, simplifica la incorporación de múltiples fuentes de incertidumbre (Bonis, 2009)

Las simulaciones han sido ampliamente utilizadas tanto en proyectos de generación de energía térmica (Kjærland & Larsen, 2010; Laurikka, 2006; Moreira, Rocha, & David, 2004; Zambujal-Oliveira, 2013), como en proyectos de generación de energía eólica (Maya et al., 2012; Yu et al., 2006) e hidroeléctricas (Lee, Park, Kim, Kim, & Kim, 2013; Martinez-Cesena & Mutale, 2012).

## **2.3 Métodos para la valoración de la volatilidad**

La volatilidad es la razón de la existencia de las opciones, y por eso es fundamental su adecuada estimación. La volatilidad es la variable que incorpora la flexibilidad ante la incertidumbre. La volatilidad de las opciones financieras (por ejemplo, una acción) se calcula fácilmente porque la información histórica está disponible, caso contrario ocurre con las opciones reales. Algunos de los métodos de estimación de la volatilidad que describen Kodukula & Papudesu (2006) y (Maya et al., 2012) se presentan a continuación:

### **2.3.1 Métodos de flujo de caja logarítmicos**

Este método proporciona un factor de volatilidad que está basado en la variabilidad de los flujos de caja estimados que son usados para calcular el valor del activo subyacente. Este método tiene algunas ventajas, es fácil de usar, matemáticamente válido y consistente con la variabilidad asumida para calcular el valor del activo. Sin embargo, su mayor desventaja es cuando hay un flujo de caja negativo, los retornos asociados también serán números negativos, para el cual, no existe un logaritmo natural. Además, algunos de los modelos matemáticos usados para pronosticar los flujos de caja podrían también llevar a información errónea para estimar la volatilidad (Kodukula & Papudesu, 2006).

Los pasos implicados son los siguientes:

- Construir los FCL para cada año durante la vida del proyecto.
- Calcular los rendimientos relativos para cada año, a partir del segundo año, dividiendo el valor del FCL actual por el del año anterior.
- Tomar el logaritmo natural de cada rendimiento relativo.
- Calcular la desviación estándar de los logaritmos naturales de los rendimientos relativos del paso anterior, que se convierte en el factor de volatilidad para el valor del activo subyacente. Este factor se expresa comúnmente como un porcentaje y es específico para el periodo de tiempo.

Para realizar la simulación Monte Carlo, se identifican las variables de mayor incidencia en los flujos de caja del proyecto (el precio de la energía y la velocidad del viento) y su comportamiento estocástico.

### **2.3.2 Simulación Monte Carlo**

En una simulación Montecarlo, numerosos tipos de flujos de caja son simulados durante la vida del proyecto, y un factor de volatilidad es computado para cada tipo, usando el método de los flujos de caja logarítmicos. Este método también genera tantos factores de volatilidad como número de simulaciones se realicen, lo cual permite, evaluar la sensibilidad de esas opciones. Aunque las simulaciones implican un esfuerzo importante, el método Monte Carlo ofrece la información más detallada sobre la volatilidad del valor del activo subyacente. Una ventaja de este método es que ofrece la distribución del factor volatilidad, el cual se puede utilizar en la evaluación de la sensibilidad del valor de las opciones reales de un proyecto (Kodukula & Papudesu, 2006).

### **2.3.3 Project Proxy Approach**

Se trata de un enfoque indirecto para estimar el factor volatilidad del active subyacente. Se utilizan los datos de un proyecto histórico, como un *proxy* que se supone tiene el comportamiento del mercado y un flujo de caja similar al del proyecto considerado, es decir, usa el factor volatilidad de un proyecto anterior que tiene información real del mercado. Este método es simple, fácil y de alguna manera explica la realidad del mercado (Kodukula & Papudesu, 2006).

### **2.3.4 Factor predominante del riesgo del proyecto**

La volatilidad del proyecto es estimada según la volatilidad del factor predominante del mismo, del factor que genera el flujo de caja del proyecto. Normalmente los insumos de este método son índices históricos de factores representativos para el proyecto, los cuales se asumen como determinantes de los flujos de caja futuros, y a los que se les calcula la desviación estándar sirviéndose del cálculo de las variaciones de rendimientos con el logaritmo natural (Vasseur et al., s. f.). Esta metodología es simple de utilizar y generalmente muy intuitiva, sin embargo, podría subestimarse el riesgo, al descartar factores correlacionados negativos con el factor predominante (Maya et al., 2012).

### **2.3.5 Portafolio réplica del ingreso de la opción**

Este método es similar al anterior, excepto que en lugar de usar la información de los flujos de caja de un proyecto similar, es usado el precio de cierre de una empresa que cotiza en bolsa y que tiene un perfil de flujo de caja y riesgos comparables con el proyecto que se está analizando. Si es posible encontrar una empresa que sea comparable, este método es sencillo y fácil de usar. Sin embargo, hay dos factores que deben tenerse en cuenta para aplicar adecuadamente el método, en primer lugar, el precio de las acciones de una empresa se basa en una multiplicidad de sus productos/servicios y otros factores que pueden ser irrelevantes para el proyecto. En segundo lugar, las empresas públicas suelen ser apalancadas, pero proyectos privados no; por lo tanto, el precio de una empresa apalancada no representa adecuadamente el valor de un proyecto específico (Kodukula & Papudesu, 2006). De hecho, Black & Scholes demostraron que el modelo tendía a sobrestimar o infravalorar opciones en caso que la volatilidad de las mismas fuera alta o baja respectivamente (Vasseur et al., s. f.).

Maya et al. (2012) usaron la volatilidad del proyecto réplica como la desviación estándar del promedio de la rentabilidad de las acciones de 7 empresas europeas de energía eólica.

### **2.3.6 Management Assumption Approach**

Haciendo uso de su experiencia, la gerencia de un proyecto puede estimar los rendimientos esperados durante la vida del proyecto y con estos rendimientos calcular la

volatilidad. Este análisis se hace teniendo en cuenta tres escenarios, uno optimista, uno optimista y otro esperado (Kodukula & Papudesu, 2006).

### 2.3.7 Volatilidad futura implícita del proyecto

La volatilidad futura implícita del proyecto es la desviación estándar de las rentabilidades futuras proyectadas a partir de la construcción de un modelo de valoración tradicional. Se debe identificar las variables que más inciden en los flujos de caja del proyecto y su comportamiento estocástico, simular los flujos de caja con Monte Carlo y finalmente, calcular la rentabilidad del proyecto y su volatilidad (Maya et al., 2012). Antikarov & Copeland (2001) proponen que la volatilidad futura implícita del proyecto es la de su indicador de rentabilidad.

El enfoque de Copeland y Antikarov utiliza simulación Monte Carlo para estimar la volatilidad del proceso Geométrico Browniano cuando el activo subyacente es el valor del proyecto sin opciones. Este método se apoya en la idea de que una inversión en opciones reales debe ser valorada como si fuera un activo que se transa en el mercado (Antikarov & Copeland, 2001).

El cálculo de la volatilidad es llevado a cabo por medio de una simulación Montecarlo sobre el VPN, donde este será usado para desarrollar una distribución hipotética, sobre los períodos de retorno. En cada simulación se observa el comportamiento de dos períodos de tiempo, un período será el flujo de caja del proyecto para el primer año y el segundo período será la sumatoria de los flujos de caja traídos a valor presente de ese año. Las variables independientes que alimentan la simulación serán: los precios y las cantidades presentadas en cada año en el flujo de caja libre del proyecto. El modelo es simulado, usando la ecuación de la tasa de retorno del proyecto; donde solo el numerador, es decir, el valor presente del proyecto será simulado; el denominador permanecerá constante. Una vez efectuada la simulación, la volatilidad corresponderá a la desviación estándar, tal como muestra la Ecuación (2.8) (Rodríguez, Bernal, Díaz, & María, 2012).

$$z = \ln \left( \frac{PV_1 + FCF_1}{PV_0} \right) \quad (2.8)$$

Donde,

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

$FCF_t$  = Flujo de caja libre en cada período

$PV_t$  = Valor presente de los flujos de caja en cada período

### 2.3.8 Cálculo de la volatilidad según Graham Davis

Davis presenta un conjunto de ecuaciones que se puede utilizar para estimar la volatilidad. La volatilidad de un proyecto puede ser calculada a partir de la volatilidad de la variable precio. En este método, se supone que el precio sigue un Movimiento Geométrico Browniano (ver Ecuación (2.9)) (Davis, 1998).

$$dS = as(S, t)dt + cQS, tJdz \quad (2.9)$$

Donde,

$S$  = Unidad de precio

$as(S, t)dt$  = Volatilidad instantánea del precio

$dz$  = Proceso estándar de Wiener

Según Graham la ecuación muestra que la volatilidad está íntimamente relacionada a la constante tasa de volatilidad del precio del producto (Rodríguez et al., 2012).

## 2.4 Barreras para la aplicación de opciones reales

La teoría de opciones reales ha demostrado ser adecuada para la evaluación de proyectos bajo incertidumbre. No obstante, la aceptación de la teoría ha sido lenta debido a varios conceptos erróneos sobre la teoría (Nembhard & Aktan, 2009; Teach, 2003). A continuación se describen:

La teoría de opciones reales es una caja negra que dificulta su entendimiento: la literatura inicial sobre opciones reales se basó en gran medida en la teoría financiera y fue descrita en esos términos. Además, los estudios de opciones reales se apoyaban principalmente en ecuaciones diferenciales parciales que solo son aplicables bajo

supuestos específicos. Esta situación hizo que la teoría fuera difícil de aplicar para las personas sin una base sólida en finanzas. Sin embargo, en la actualidad hay muchas publicaciones que explican de una manera sencilla y clara la teoría de opciones reales (Ceseña et al., 2013).

La teoría de opciones reales es sólo una herramienta utilizada para exagerar el valor de los proyectos: como teoría, las opciones reales tienen el potencial de aumentar el valor de los proyectos, esto podría ser percibido como una herramienta para inflar erróneamente el valor de los proyectos. Esto es un error porque la teoría de opciones reales solamente desarrolla el valor de la flexibilidad en los proyectos. Si el proyecto es flexible, omitir su flexibilidad sería subvalorar el proyecto. Si el proyecto no es flexible, la teoría de opciones reales no puede incrementar su valor (Nembhard & Aktan, 2009).

Teoría de opciones reales favorece proyectos con alto riesgo: opciones reales es usada para ajustar proyectos en respuesta a la evolución de la incertidumbre. Como resultado, las opciones reales podrían ser más valiosas cuando la incertidumbre es significativa. Esto puede hacer entender que las opciones reales favorecen las inversiones con alto riesgo. Sin embargo, la realidad es que bajo altos niveles de incertidumbre, es vital poseer la flexibilidad para reducir las pérdidas en un escenario negativo y maximizar las ganancias en un escenario positivo (Nembhard & Aktan, 2009).

La teoría de opciones reales es solamente aplicable para activos negociables: hay una idea general que la teoría de opciones reales es solamente aplicable a la evaluación de opciones que son observables en un mercado. Esto no es cierto y ha sido demostrado por varios autores (Constantinides, 1978; Kasanen & Trigeorgis, 1994).

Teoría de opciones reales no funciona en la práctica: la teoría de opciones reales se basa en la idea de que los gerentes pueden usar las opciones para cubrir el riesgo y aumentar el valor esperado de los proyectos. Sin embargo, la teoría de opciones reales no es eficaz si el gerente se niega a ejercer cualquier opción. En la práctica, los gerentes de proyectos no estarían dispuestos a ejercer algunas opciones, especialmente cuando se trata de abandonar los proyectos. Como resultado, la teoría de opciones reales no es valiosa para estos proyectos. Este problema solo puede ser resuelto si los gerentes de proyectos entienden el valor de la flexibilidad derivada de la teoría de opciones reales y se comprometen a aplicar la teoría (Ceseña et al., 2013).

Todavía hay muchos obstáculos que superar antes de que la teoría de opciones reales sea plenamente aceptada en la práctica. Sin embargo, el aumento de las investigaciones sobre la teoría de opciones reales pueden mejorar sus aplicaciones prácticas, hacerla más accesible, comprensible y por tanto, popular (Ceseña et al., 2013).

La teoría de opciones reales también presenta unos supuestos que no son coherentes con la realidad, debido a que dichos supuestos parten de las opciones financieras, entre ellas (Mascareñas, 2007):

Las posibilidades de arbitraje cuando el activo subyacente no se negocia activamente:

Las opciones reales existen en un mundo competitivo e interactivo de tal manera que cada paso dado por una empresa individual afecta a sus competidores y al equilibrio del mercado. De tal manera que una empresa que replique perfectamente una decisión de inversión, a través de un activo financiero negociado con objeto de valorar su opción real, es probable que afecte al precio de dicho activo al ejercer dicha opción.

La varianza no es conocida y si lo es varía con el tiempo:

Los modelos de valoración de opciones parten de la base de que la varianza del rendimiento medio esperado del activo subyacente es conocida y constante, lo que es un supuesto válido en las opciones financieras a corto plazo, pero en opciones reales éstas suelen afectar a un plazo largo de tiempo, por lo que la varianza es muy improbable que permanezca constante. Cuando esto ocurre se debe acudir a algún modelo de valoración de opciones que permita introducir variaciones en la varianza, lo que implica que se modele el proceso de variación de la varianza.

## **2.5 Aplicaciones de las opciones reales en la valoración de proyectos de energía renovable**

En el campo específico de la valoración de los proyectos de generación de energía, la metodología de opciones reales se ha utilizado ampliamente tanto para la generación convencional como para la generación con fuentes renovables (Barroso & Iniesta, 2014). La aplicación de teoría de opciones en la generación de energía renovable ha aumentado en los últimos años, debido a que las fuentes renovables se caracterizan por altos costos de inversión y una alta volatilidad debido a la intermitencia del recurso (Isaza & Botero,

2014). A continuación, se presentan algunos casos de estudio de generación de energía renovable donde se aplicaron opciones reales.

Venetsanos et al. (2002) realiza una evaluación de proyectos de energía en condiciones de incertidumbre en un mercado competitivo. Los autores se centran en la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, específicamente energía eólica.

Davis & Owens (2003) usaron opciones reales para estimar el valor de las tecnologías de energía renovable cuya variable de incertidumbre fue el incremento/decremento de la tasa anual de costos. Los autores consideraron la opción de intercambio y el método utilizado para la valoración de las opciones reales fue las ecuaciones diferenciales parciales.

Hedman & Sheblé (2006) analizan la posibilidad de utilizar una planta hidroeléctrica de acumulación por bombeo para almacenar la energía de modo que se pueda disminuir la incertidumbre asociada a la generación de energía eólica, es decir, opción de flexibilidad. Además, analizan si esta opción es mejor que adquirir opciones para protegerse de la incertidumbre del viento. La variable de incertidumbre considerada es el recurso eólico y utilizan ecuaciones diferencias parciales como métodos de valoración.

Siddiqui, Marnay, & Wiser (2007) consideraron las opciones de abandonar y expandir para un proyecto de energía renovable en Estados Unidos. La variable de incertidumbre fue el precio de los combustibles fósiles. El método binomial fue utilizado para realizar la valoración.

Lee & Shih (2010) presentan un estudio de un modelo de evaluación de los beneficios de una política que integra la curva de costo eficiencia en tecnologías de generación de energía renovable y métodos de opciones reales. La variable de incertidumbre considerada fue el costo de la energía renovable y el método utilizado para la valoración fue el binomial.

Martínez-Ceseña & Mutale (2011) muestran un caso de estudio de una hidroeléctrica cuya variable de incertidumbre es el precio de la electricidad y combinan los métodos de valoración binomial y de simulación. Además, evalúan la opción de diferir y de modularidad.

En los proyectos de energía renovable, los proyectos de energía eólica se han destacado en los últimos años (Energy Information Administration, 2010). Los resultados de los proyectos de energía eólica son función de la incertidumbre de los recursos eólicos, esta incertidumbre interna podría ser manejada con teoría de opciones reales. Los resultados a largo plazo de estos proyectos puede ser estimados de forma determinista (Masters, 2013) y como resultado, la mayoría de opciones reales descuida la incertidumbre de la velocidad del viento para centrarse en incertidumbres externas, como el precio de la electricidad (Ceseña et al., 2013).

Cheng, Hou, & Wu (2010) evaluaron proyectos de energía eólica en función de sus ahorros en combustible y emisiones. Las variables de incertidumbre consideradas fueron el precio y los costos de la implementación de políticas. El método de valoración seleccionado fue el binomial.

Dykes & Neufville (2008) comparan las inversiones en grandes parques eólicos con las inversiones en pequeños proyectos de energía eólica con un crecimiento genérico, la opción real se basó en la incertidumbre de los precios de la electricidad. El método binomial fue el método escogido para realizar la valoración de las opciones.

Muñoz, Contreras, Caamano, & Correia (2009) desarrollaron un modelo de toma de decisiones para evaluar las inversiones en energía eólica basado en un modelo estocástico de los parámetros que afectan el VPN, como la producción eólica y precios de la electricidad. La operación del parque se simula por hora, basado en la variación del recurso eólico. Además consideran un modelo de opciones reales que evalúa numéricamente las probabilidades de invertir ahora, diferir o abandonar. La variable de incertidumbre considerada es el precio de la electricidad y los métodos de valoración utilizados es el binomial y la simulación.

Fleten & Maribu (2004) presentan un método para la evaluación de proyectos de inversión en generación de energía eólica a pequeña escala donde se tiene la opción de posponer la inversión y escoger la capacidad dentro de un rango determinado. La variabilidad en la velocidad del viento y la demanda son modelados para determinar las importaciones y exportaciones del proyecto. La variable de incertidumbre fue el precio de

la electricidad y el método de valoración seleccionado fue las ecuaciones diferenciales parciales.

Méndez, Goyanes, & Lamothe (2009) modelan la variabilidad del recurso eólico usando dos modelos diferentes; uno para la variación anual y otro para variaciones dentro de un año. La variable de incertidumbre estudiada fueron los flujos de caja y los métodos de valoración usados por los autores fueron el binomial y la simulación.

Zhou et al. (2007) proponen un enfoque analítico para la evaluación de la inversión en activos de generación de energía eólica en un mercado eléctrico reestructurado. La opción estudiada es la de ampliación. La variable de incertidumbre considerada es el precio de la electricidad y el método para valorar la opción es la simulación.

Lee (2011) estableció un enfoque de opciones reales que muestra la relación entre el valor de desarrollar un proyecto de energía eólica y el precio subyacente, precio de ejercicio, tiempo hasta el vencimiento, tasa libre de riesgo y la volatilidad. Las opciones analizadas por el autor incluyen la opción de diferir, opción de construir por etapas, opción de alterar la escala de operación, opción de abandonar y la opción de intercambio. La variable de incertidumbre considerada es el WTI (*West Texas Intermediate*) y el método de valoración usado es ecuaciones diferenciales parciales.

Lee & Shih (2011) utilizan opciones reales como base para la construcción de un modelo de evaluación de políticas en proyectos de generación de energía eólica cuya variable de incertidumbre es el precio de la energía no renovable. Además, usan el método binomial para realizar la valoración de la opción.

Lee, Yun, Kim, & Jeong (2012) evaluaron un proyecto de generación de energía eólica considerando la opción de crecimiento. La variable de incertidumbre analizada fue el precio de la electricidad y el método de valoración seleccionado fue ecuaciones diferenciales parciales.

Kim, Lee, & Park (2014) evaluaron el valor económico de la inversión en Investigación y Desarrollo en energía eólica en Corea y el calendario de despliegue óptimo de la tecnología mediante el enfoque de opciones reales. Las opciones consideradas son abandonar, continuar o desplegar la Investigación y Desarrollo. La variable de

incertidumbre fue los costos unitarios de generación de energía no renovable. El método de valoración seleccionado fue el binomial.

Yu et al. (2006) aplicaron el análisis de opciones reales para valorar la tarifa conmutable para los generadores eólicos en los mercados de electricidad de España. La opción analizada es la de intercambio cuya variable de incertidumbre fue el precio de la electricidad y el método de valoración usado fue la simulación.

Últimamente, las opciones reales pueden ser desarrolladas basadas en la incertidumbre del recurso eólico o el diseño de un proyecto eólico (Ceseña et al., 2013). Martínez-Cesena & Mutale (2012) presentan un caso de estudio que incorpora la incertidumbre al proceso de planificación y diseño de proyectos de generación de energía eólica. La variable de incertidumbre analizada fue el recurso eólico y combinan los métodos de valoración binomial y de simulación. La opción analizada fue la de diferir.

La Tabla 2-2 resume las aplicaciones que se han dado a las opciones reales en la evaluación de proyectos de energía renovables. Particularmente para el caso colombiano, Maya et al.(2012) valoraron una opción de expansión en un proyecto de inversión en generación de energía eólica. Luna, Assuad, & Dyner (2004) consideraron la opción real de expansión y compra secuencial. Isaza & Botero (2014) ilustran con un ejemplo sintético la aplicación de las opciones reales para evaluar la oportunidad de inversión en energía eólica de manera comparativa con tecnologías convencionales, consideran la opción de intercambio y utilizan el método de valoración de mallas y árboles binomiales. La variable de incertidumbre analizada es el precio del carbón térmico.

**Tabla 2-2:** Aplicaciones de las opciones reales en proyectos de energía renovable

Energía	Variable de incertidumbre	Método	Tipo de opción	Fuente
Eólica	Precio	EDP*	Expandir Diferir	(Venetsanos et al., 2002)
	Recurso eólico	EDP	Diferir	(Hedman & Sheblé, 2006)
	Precio	Binomial	Diferir	(Cheng et al., 2010)
	Precio	Binomial	Expandir	(Dykes & Neufville, 2008)
	Precio	Binomial Simulación	Abandonar Diferir	(Muñoz et al., 2009)
	Precio	EDP	Diferir Expandir	(Fleten & Maribu, 2004)
	Flujo de caja	Binomial Simulación	Modularidad	(Méndez et al., 2009)
	Precio	Simulación	Expansión	(Zhou et al., 2007)
	WTI	EDP	Abandonar Intercambio Expandir	(Lee, 2011)
	Precio	Binomial	Expandir	(Maya et al., 2012)
	Precio	Binomial	Diferir	( Lee & Shih, 2011)
	Precio	EDP	Expandir	( Lee et al., 2012)
	Costos unitarios	Binomial	Abandonar Expandir	(Kim et al., 2014)
	Precio	Simulación	Intercambio	(Yu et al., 2006)
Recurso eólico	Binomial Simulación	Diferir	(Martinez-Cesena & Mutale, 2012)	
Renovables	Tasa anual de costos	EDP	Intercambio	(Davis & Owens, 2003)
	Precio	Binomial	Abandonar Expandir	(Siddiqui et al., 2007)
	Costo energía no renovable	Binomial	Intercambio Abandonar Expandir	(Lee & Shih, 2010)
Hidroeléctrica	Precio	Binomial Simulación	Diferir Modularidad	(Martínez-Ceseña & Mutale, 2011)

\*EDP: Ecuaciones Diferenciales parciales.

Fuente: Elaboración propia

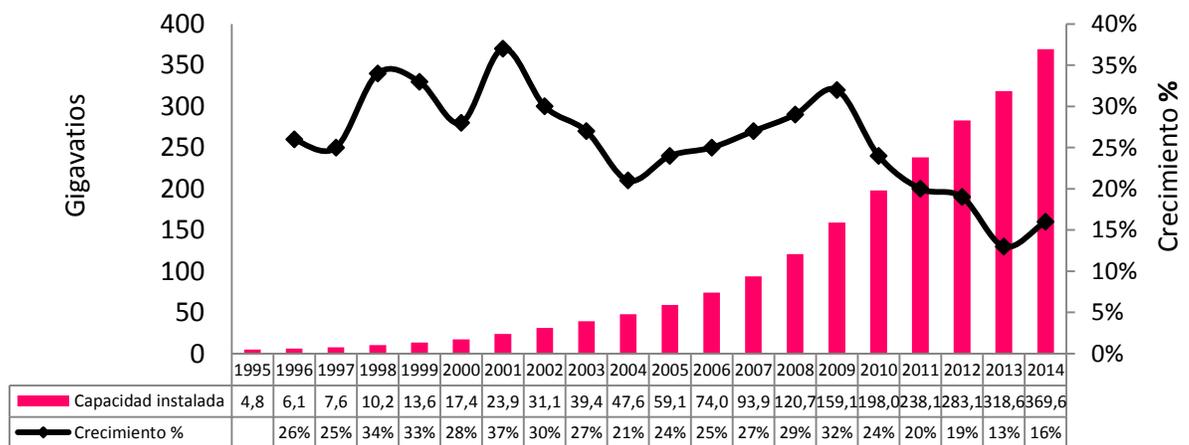
De acuerdo con la revisión anterior, se puede inferir que en la evaluación de proyectos de energía eólica la variable de incertidumbre más usada es el precio de la electricidad y el régimen de vientos. Igualmente, el método de valoración binomial fue el más utilizado y, las opciones de aplazar, abandonar y cambiar la escala de operación han sido las opciones más utilizadas en la valoración de estos proyectos.

### 3. Caracterización de la energía eólica en Colombia

#### *Energía eólica a nivel mundial*

La energía eólica es un valioso recurso renovable que puede reemplazar las tradicionales fuentes fósiles. Gracias al desarrollo tecnológico y los efectos de aprendizaje es posible la competitividad de esta tecnología. Actualmente la energía eólica es la tecnología renovable más desarrollada, alcanzando 369.6 GW de capacidad instalada a nivel mundial a finales de 2014. El crecimiento de la energía eólica desde 1995 hasta 2014 ha sido significativo al pasar de 4.8GW en 1995 a 369.6GW en 2014 (un incremento porcentual de 7599%). (Ver Figura 3-1).

**Figura 3-1:** Capacidad instalada acumulada eólica global desde 1995 hasta 2014.

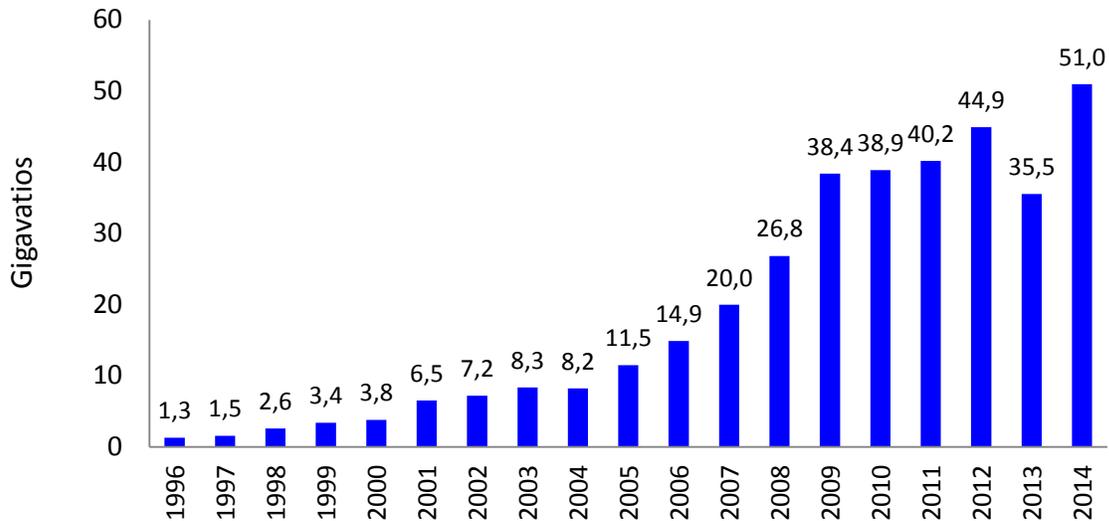


Fuente: Elaboración propia, datos tomados de BP (2014), GWEC (2015)

Si bien desde 1995 hasta 2014 la capacidad instalada eólica ha crecido de forma continua durante cada año, el mayor crecimiento en términos de capacidad instalada se dio de 2013 a 2014, cuando la capacidad instalada acumulada paso de 318.6GW en 2013 a 369.6GW en 2014 aumentando en 51GW (ver Figura 3-2). Durante las últimas tres décadas se han empleado diferentes tecnologías para la generación eólica, pero el

sector es dominado hoy por un diseño de tres aspas de fibra de carbono sobre una torre de acero de 50 a 100 metros que genera entre 500 kW y 5 MW. Las turbinas pequeñas de 1kW o menos de capacidad están disponibles en el mercado para aplicaciones de generación distribuida, sin embargo su costo es entre dos y cuatro veces las turbinas de gran escala (Flavin et al., 2014).

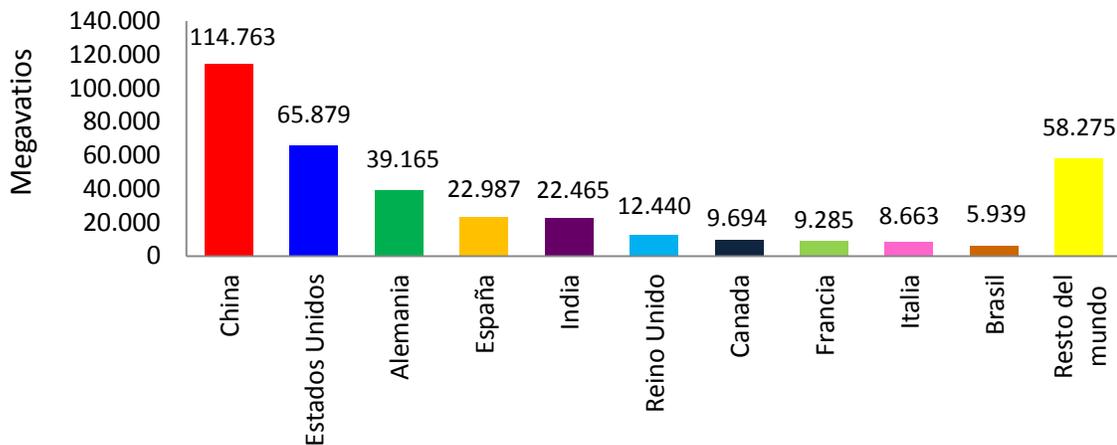
**Figura 3-2:** Incremento anual de capacidad eólica global desde 1996 hasta 2014



Fuente: Elaboración propia datos tomados de BP (2014), GWEC (2015)

En la Figura 3-3 se presenta el Top 10 de países con mayor capacidad instalada eólica durante 2014, el primer puesto es ocupado por China con 114,763 MW seguido por Estados Unidos con 65,879 MW, en Europa se destacan Alemania y España mientras que el único país Latinoamericano dentro de esta clasificación es Brasil, el cual ocupa el último lugar.

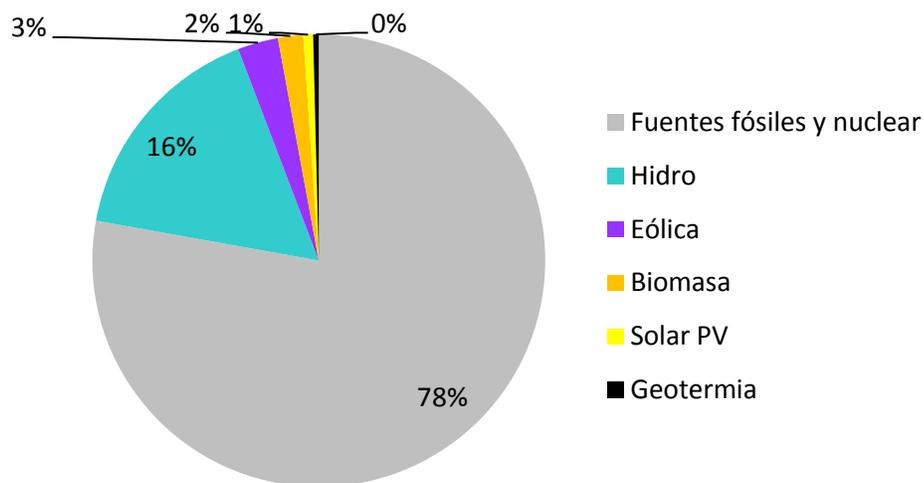
**Figura 3-3:** Top 10 países con mayor capacidad instalada eólica 2014.



Fuente: Elaboración propia datos tomados de GWEC (2015)

Aunque el despliegue eólico a nivel mundial durante los últimos años ha sido importante, su contribución al abastecimiento de la demanda de electricidad a nivel mundial es bajo comparado con la generación térmica tradicional (Ver Figura 3-4). No obstante, aún es necesario analizar los efectos del desarrollo renovable en países como Alemania y España, donde el despliegue eólico y solar ha desplazado las tecnologías térmicas convencionales reduciendo los precios de electricidad del mercado (Moreno & Martínez-Val, 2011; Haas, Lettner, Auer, & Duic, 2013).

**Figura 3-4:** Estimativo generación renovable



Fuente: Ren21 (2014)

***Energía eólica en América Latina***

A pesar de que las estructuras de mercado para facilitar la adopción renovable han mejorado en algunos países de Latinoamérica, la tasa de despliegue renovable es actualmente más baja que el aumento de la demanda y la expansión de combustibles fósiles. En los países latinoamericanos la expansión renovable eólica –especialmente eólica terrestre- enfrenta como principal barrera de crecimiento la falta de desarrollo de infraestructura de transmisión de electricidad; es necesaria la expansión simultánea de la red y de capacidad eólica (Ren21, 2014).

Los países latinoamericanos que han experimentado mayores tasas de crecimiento eólico durante los últimos años han sido Brasil y México. Aunque actualmente Brasil posee la mayor capacidad instalada en Latinoamérica, la capacidad eólica de los otros países de Latinoamérica ha crecido en los últimos años de una forma más modesta. En Brasil los precios de electricidad de la energía eólica son altamente competitivos. Por esta razón el sistema de incentivos de energía eólica o Feed- in Tariff implementado en Brasil en el año 2002 evolucionó en 2009 a un sistema de subasta (Ren21, 2014).

Brasil pasó de ocupar el puesto 13 de capacidad instalada eólica a nivel mundial a ocupar el puesto 10 en 2014, al pasar de 3,399 MW en 2013 a 5,939 MW en 2014. La Tabla 3-1 presenta la capacidad instalada eólica en varios países latinoamericanos a finales del año 2013.

**Tabla 3-1: Capacidad instalada eólica a finales de 2013 países latinoamericanos.**

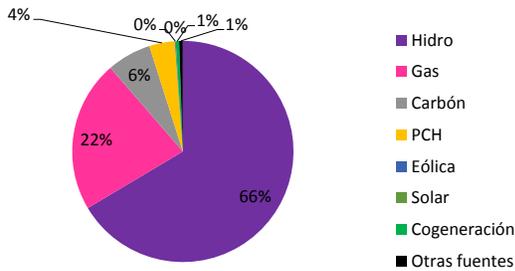
N°	País	Capacidad instalada 2013 MW
1	Brasil	3399
2	México	1992
3	Chile	335,0
4	Argentina	217,1
5	Costa Rica	148,2
6	Nicaragua	141,6
7	Puerto Rico	125,0
8	Honduras	102,0
9	Uruguay	59,3
10	República Dominicana	33,6
11	Venezuela	30,0
12	Aruba	30
13	Colombia	19,5
14	Ecuador	19,0
15	Cuba	11,7
16	Perú	0,7
17	Bolivia	0,1

Fuente: WWEA (2014)

### ***Energía eólica en Colombia***

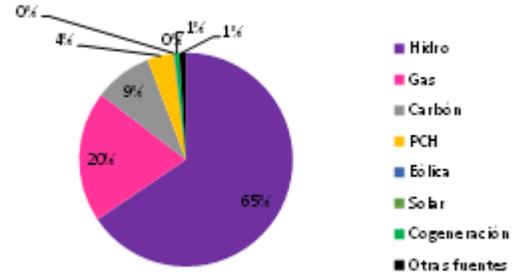
El mercado eléctrico colombiano tiene una importante composición hidráulica y térmica. En el año 2014 la capacidad total instalada del parque de generación ascendió a 15,523 MW, en tanto la generación de electricidad ascendió a 64,328GWh. Como se puede observar en la Figura 3-5 y Figura 3-6, respectivamente, la participación de la capacidad instalada eólica en el parque de generación es insignificante, esta equivale a 19,5 MW y corresponde en su totalidad a Jepírachi –único parque generador de Colombia–. Este parque eólico posee una capacidad instalada inferior a 20 MW (capacidad que no ha incrementado desde su instalación en el año 2003) por lo que se considera una planta no despachada centralmente, lo que significa que no participa en bolsa nacional energética y siempre es despachada en la base (Ruiz & Rodríguez-Padilla, 2006; Antonio & Camargo, 2015).

**Figura 3-5:** Porcentajes de capacidad instalada por tipo en Colombia, 2014



Fuente: elaboración propia datos tomados de XM (2015)

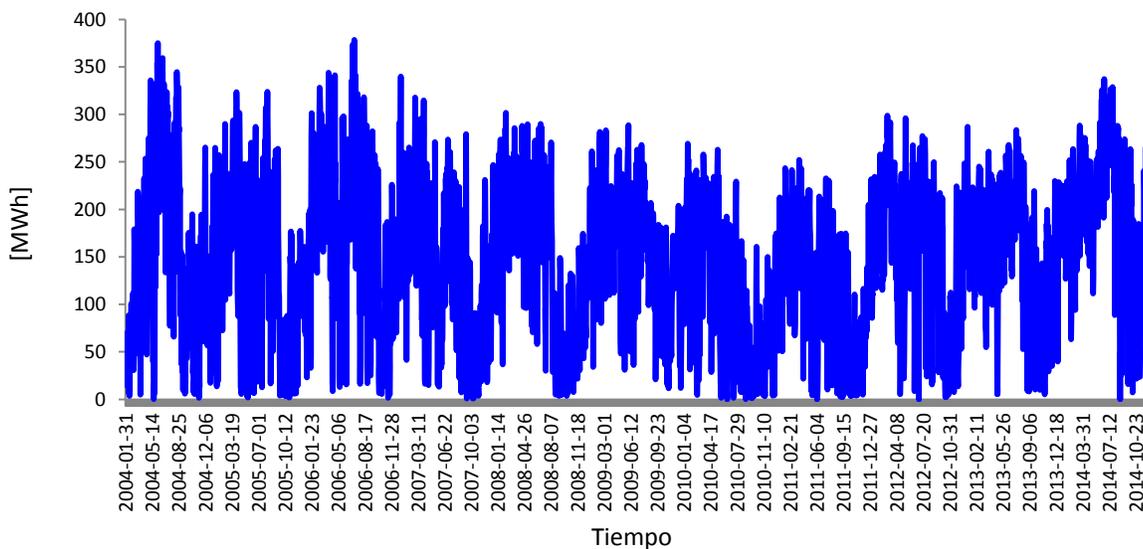
**Figura 3-6:** Porcentajes de generación de electricidad por tipo en Colombia, 2014



Fuente: elaboración propia datos tomados de XM (2015)

Empresas Públicas de Medellín – EPM es propietaria del parque eólico Jepírachi, este entró en operación en el año 2004. Este parque eólico se encuentra localizado en la alta Guajira, en el nororiente de la Costa Atlántica, en el municipio de Uribia, cuenta con 15 aerogeneradores Nordex N60/250 de 1,3 MW cada uno, lo que suma un total de 19,5 MW de capacidad instalada. El parque generador ocupa 1,3 km<sup>2</sup> (EPM, 2015). Desde el año 2004 hasta el año 2014 Jepírachi ha inyectado a la red un promedio diario de 147 MWh, con un factor de planta promedio diario del 31% (XM, 2015). En la Figura 3-7 es posible apreciar el comportamiento de la generación diaria del parque eólico Jepírachi.

**Figura 3-7:** Comportamiento de la generación eólica diaria desde 2004-2014 [MWh]



Fuente: Elaboración propia datos tomados de XM (2015)

### 3.1 Costos de Generación

La estructura económica de costos de la central de generación planteada por la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME permite la determinación de los costos de generación de un proyecto de electricidad. Además, clasifica los costos según el momento en el cual son causados, es decir, antes o después de la entrada de operación del proyecto. Los primeros son asociados a la inversión y son llamados **costos de inversión** o **pre operativos**, en tanto los segundos son costos en los cuales se incurre de manera periódica mientras la central se encuentre en operación y corresponden a los **costos** operativos. En la Tabla 3-2 se presentan los costos operativos y pre operativos en los que incurre la mayoría de plantas típicas.

**Tabla 3-2:** Descripción costos pre operativos de la mayoría de plantas típicas.

<b>Costos pre operativos</b>	<b>Descripción</b>
<b>Estudios e investigaciones</b>	Estudios para determinar el potencial del recurso energético, por ejemplo: estudio geológico o hidrológico para el caso de tecnología hidroeléctrica; para el caso de tecnologías renovables implica el análisis de costos unitarios y personal requerido; las tecnologías térmicas no requieren este ítem.
<b>Predios</b>	Costo del terreno donde se localizara la planta, incluyendo el terreno requerido para las líneas de transmisión. Unidades \$/ha
<b>Infraestructura</b>	Obras de acceso y conexión necesarias tanto para la construcción como para la operación del proyecto de generación. Por ejemplo: líneas de acceso, vías de conexión, Campamentos y oficinas,
<b>Obras civiles</b>	Costo de la infraestructura física
<b>Equipos nacionales</b>	Son equipos de fabricación internacional comprados a proveedores nacionales
<b>Equipos importados</b>	Para el análisis de costo se considera: costo FOB, transporte marítimo y seguro, arancel, iva, nacionalización, bodegaje, carta de crédito, transporte, seguros internos, costos de instalación
<b>Inversiones ambientales</b>	Incluye estudios previos en el área ambiental (impacto ambiental, mitigación y compensación)
<b>Ingeniería</b>	Costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Como % de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales
<b>Imprevistos</b>	Imprevistos de equipos (se establece como un % del costo total de equipos) y construcción (se establece como un % de costos civiles e infraestructura)
<b>Financieros pre operativos</b>	Sobrecosto durante el período de construcción, se determina como un porcentaje de la suma de los costos de inversión, ingeniería e imprevistos
<b>Ley pre operativos</b>	Impuestos antes de la entrada en operación del proyecto. Ejemplo: por ejemplo: fondos especiales municipales, impuesto predial, etc.

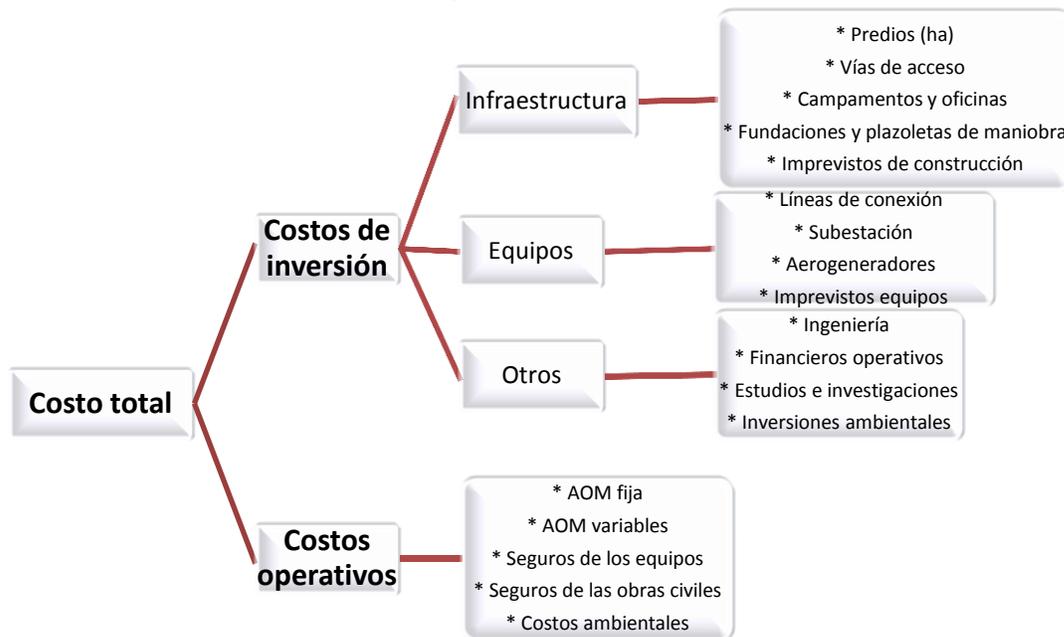
**Tabla 3-2:** (Continuación)

Costos operativos	Descripción
<b>Administración, operación y mantenimiento componente fija</b>	Costo de funcionamiento, se expresa en forma global en US\$/kW-año.
<b>Administración, operación y mantenimiento componente variable</b>	Costo de funcionamiento varía con la operación, se expresa en forma global en US\$/ año
<b>Combustible</b>	Costo de funcionamiento, se expresa en US\$/kW-año.
<b>Manejo ambiental</b>	Costos de planes ambientales y medidas de contingencia ambiental. Una forma de estimarlo es un % de la inversión
<b>Seguros</b>	Gastos de seguros para cubrir riesgos, se incurren en estos anualmente durante la vida útil del proyecto. Una forma de estimarlo es un % de los costos directos de inversión
<b>Cargos de ley operativos</b>	Impuestos durante la entrada en operación del proyecto. Ejemplo: Impuesto de industria y Comercio, Impuesto predial, fondos especiales municipales, tasa de uso del agua, entre otros

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-8 se presenta la estructura de costos para un parque de energía eólica planteada por la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME y el estudio de la Energy Sector Management Assistance Program –ESMAP, donde se distinguen los costos de inversión y operación.

**Figura 3-8:** Estructura de costos Energía Eólica



Fuente: Elaboración propia, CorpoEma (2010); Gómez (2012).

La generación eólica posee costos de administración variables, sin embargo el escaso requerimiento de mantenimiento de los parques eólicos permite que los costos variables sean bajos.

Debido al bajo factor de planta que alcanzan los parques eólicos, los costos fijos no se dispersan en la capacidad nominal sino en la generación efectiva, por tanto los costos unitarios son mayores a los de la energía hidráulica.

**Tabla 3-3:** Costos de capital 2010 para proyectos de generación eólica de diferentes capacidades.

<b>Costos de capital 2010 (USD/kW)</b>			
<b>Componentes</b>	<b>100 kW</b>	<b>10 MW</b>	<b>100 MW</b>
Equipos	2.290	1.218	1.050
Obras civiles	290	78	67
Ingeniería	56	45	45
Instalación	179	112	89
Imprevistos	290	156	134
<b>Total</b>	<b>3.105</b>	<b>1.609</b>	<b>1.385</b>

Fuente: CorpoEma (2010)

Para centrales de 10 MW y 100 MW los costos corresponden a centrales onshore.

A partir de los costos anteriores, la siguiente tabla muestra los costos de generación nivelados:

**Tabla 3-4:** Costo nivelado de generación 2010

<b>Costo nivelado de generación 2010 (cUS\$/kWh)</b>			
	<b>100 kW</b>	<b>10 MW</b>	<b>100 MW</b>
Capacidad instalada			
Factor de capacidad	25%	30%	30%
Costo nivelado de inversion	15,14	6,54	5,63
Costo fijo de O&M	2,32	0,74	0,59
Costo Variable de O&M	4,56	0,29	0,25
<b>Total</b>	<b>22,02</b>	<b>7,57</b>	<b>6,47</b>

Fuente: CorpoEMA (2010)

Los costos nivelados o en inglés Levelized Cost of Electricity (LCOE) corresponden al costo de generación de un proyecto asumiendo certidumbre en los costos de producción y estabilidad en los precios de electricidad, esta metodología es una herramienta que

permite comparar diferentes tecnologías de generación, considera el total de costos atribuible por kWh de la tecnología durante la vida útil del proyecto dividido entre el total de energía generada en el mismo período (Branker, Pathak, & Pearce, 2011; IEA, 2013). La fórmula usada para el cálculo de los costos nivelados es la siguiente:

$$C_t = I_t + O\&M_t + \text{Combustible}_t + D_t \quad (3.1)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (3.2)$$

Donde:

$C_t$ : Representa los costos totales del proyecto de generación durante su vida útil,

$I_t$ : Representa el costo de inversión en el año  $t$

$O\&M_t$ : Se refiere a los costos de operación y mantenimiento año  $t$

$\text{Combustible}_t$ : Se refiere al costo de combustible en el año  $t$

$D_t$ : Se refiere al costo de cierre en el año  $t$

$E_t$ : Representa la energía total generada por el proyecto de generación durante su vida útil

$n$ : Corresponde a los años de vida útil del proyecto

$i$ : Es la tasa de descuento

Debido a que el costo de generación es inversamente proporcional al Factor de Capacidad, el costo de generación se puede estimar como:

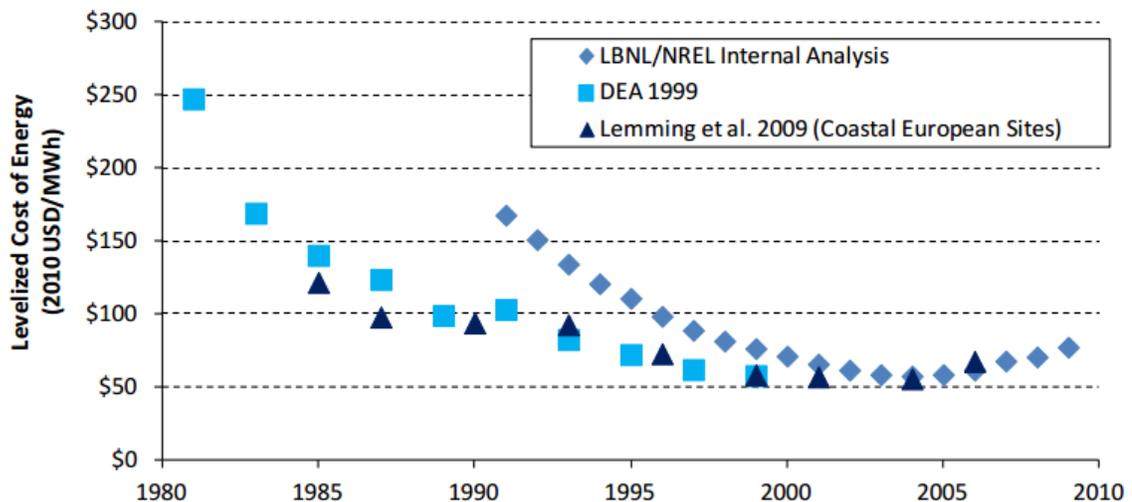
$$\begin{aligned} \text{Nuevo costo de generación} \\ &= \text{Costo de referencia} \\ & * \frac{\text{Factor de capacidad referencia}}{\text{Nuevo factor de capacidad}} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Esta expresión permite calcular los nuevos costos de generación de una manera sencilla y rápida.

### 3.1.1 Evolución de los costos de generación

Entre 1980 y principios de 2000 se presentó una reducción significativa en el costo nivelado de la energía (LCOE) eólica terrestre. Los datos del Laboratorio Lawrence Berkeley Nacional (LBNL) y el Nacional Laboratorio de Energía Renovable (NREL), así como estimaciones publicadas de Lemming et al., (2009) y la Agencia Danesa de Energía DEA (1999), demuestran que el costo nivelado de la energía eólica ha disminuido en un factor de 3 al pasar de USD\$150/MWh en el año 1980 a aproximadamente USD\$50/MWh en el año 2000. No obstante, a partir de 2003 los costos de capital de la energía eólica terrestre se incrementaron debido al aumento de los precios de los productos básicos y materias primas, el incremento de los costos laborales, y un ligero incremento del costo de las turbinas (Ver Figura 3-9).

**Figura 3-9:** Costo nivelado de energía eólica entre 1980 y 2009 para los Estados Unidos y Europa (excluyendo incentivos).

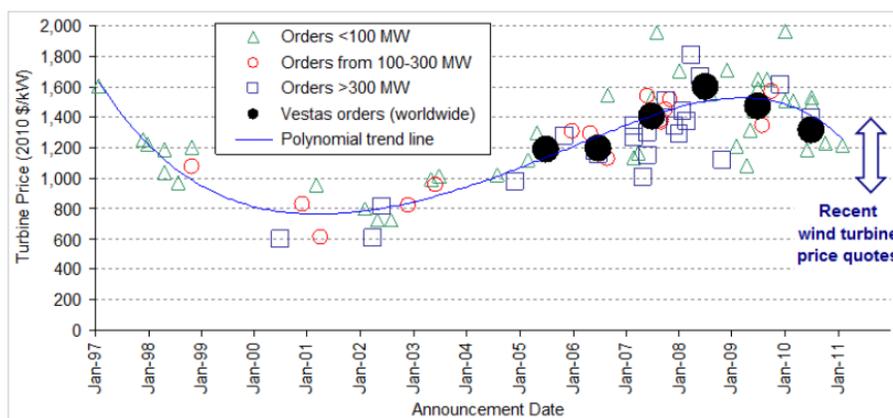


Fuente: Lantz et al., (2012)

El aumento de los precios de las turbinas se debe a una serie de factores entre ellos el aumento de los precios de los commodities (materias primas empleados en la fabricación de turbinas) y el aumento de los precios de la energía. Ambos precios aumentaron sustancialmente desde 2004 hasta finales de la crisis económica en 2008. Bolinger & Wiser (2011) estiman que los aumentos de precios de los materiales, incluyendo el

acero, hierro, cobre, aluminio y fibra de vidrio, han significado un aumento aproximado de USD\$71/kW de los precios de las turbinas en los Estados Unidos entre 2003 y 2008. El aumento de la precios de la energía han implicado un incremento adicional de alrededor de USD\$12/ kW (Bolinger & Wiser, 2011). Otros estudios como Nielsen et al., (2010) y Ceña & Simonot (2011) para Dinamarca y España respectivamente, explican de forma similar el aumento del precio de las turbinas debido al aumento del precio del acero.

**Figura 3-10:** Evolución del precio de las turbinas o aerogeneradores en Estados Unidos



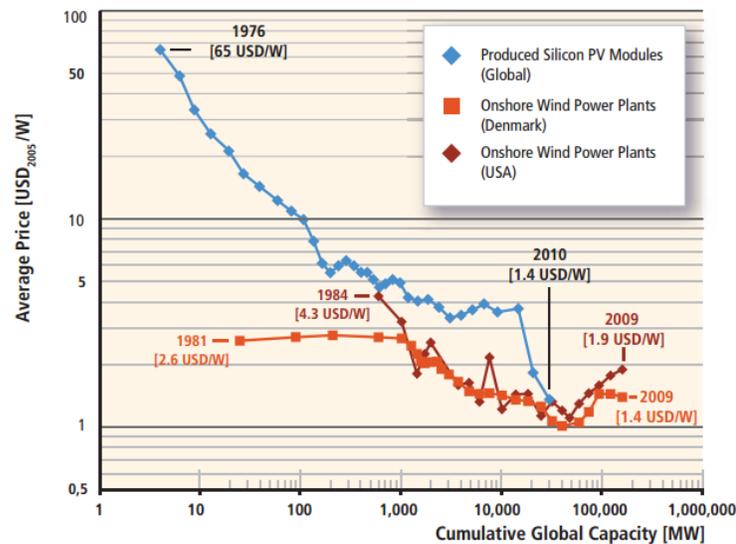
Fuente: Lantz et al., (2012)

El costo de las turbinas eólicas ha disminuido constantemente desde su introducción en la década de 1980, como resultado de pequeñas mejoras acumuladas en sus componentes. La reducción de costos ha sido posible en gran medida gracias al aumento de 40 veces el tamaño promedio de la turbina, permitiendo aumentar la capacidad de menos de 50 kW a casi 2 MW. Adicionalmente, las turbinas ahora son colocadas en la parte más alta de la torre para aprovechar los vientos más fuertes. Anteriormente la construcción de un parque eólico podía tardar 10,5 años, hoy en día el tiempo de construcción es entre 1 y 3 años. No obstante, un impedimento para la instalación de las turbinas es la disponibilidad de la infraestructura de transporte para mover el equipo al lugar de construcción (Flavin et al., 2014).

Las curvas de aprendizaje permiten estudiar el comportamiento de los costos de las tecnologías cuando son afectados por el aprendizaje asociado al cambio tecnológico. Arrow (1962) formuló los modelos de curvas de aprendizaje, según los cuales cada vez que se dobla la capacidad de producción los costos de la tecnología se reducen en un porcentaje, llamado tasa de aprendizaje (Learning Rate LR). Por ejemplo, de acuerdo a

*Intergovernmental Panel of Climate Change* IPCC (2011) la tasa de progreso de la energía eólica es 9,4%, lo que significa que el precio es reducido en un 9,4% cada vez que se dobla la capacidad acumulada eólica (Ver curva de aprendizaje de tecnología eólica en Figura 3-11). Cuando una tecnología ha alcanzado su madurez, su tasa de aprendizaje es pequeña y sus costos presentan un comportamiento constante; si la tecnología es emergente entonces la tasa de aprendizaje es alta y sus costos disminuyen en el transcurso del tiempo (Jamassb & Kohler, 2007).

**Figura 3-11:** Capacidad instalada acumulada vs precio de la tecnología (curva de aprendizaje).



Fuente: IPCC (2011)

### 3.2 Comportamiento de los vientos

En la Figura 3-12 se presenta el mapa eólico de Colombia, en él es posible apreciar las velocidades de viento en diferentes regiones del país. A lo largo de toda la costa del mar Caribe colombiano se presentan altas velocidades de viento, el mayor potencial eólico se encuentra en los departamento de La Guajira, Atlántico y San Andrés. En la

**Tabla 3-5** se identifican los 16 lugares de Colombia donde las intensidades del viento indican un mayor potencial eólico.

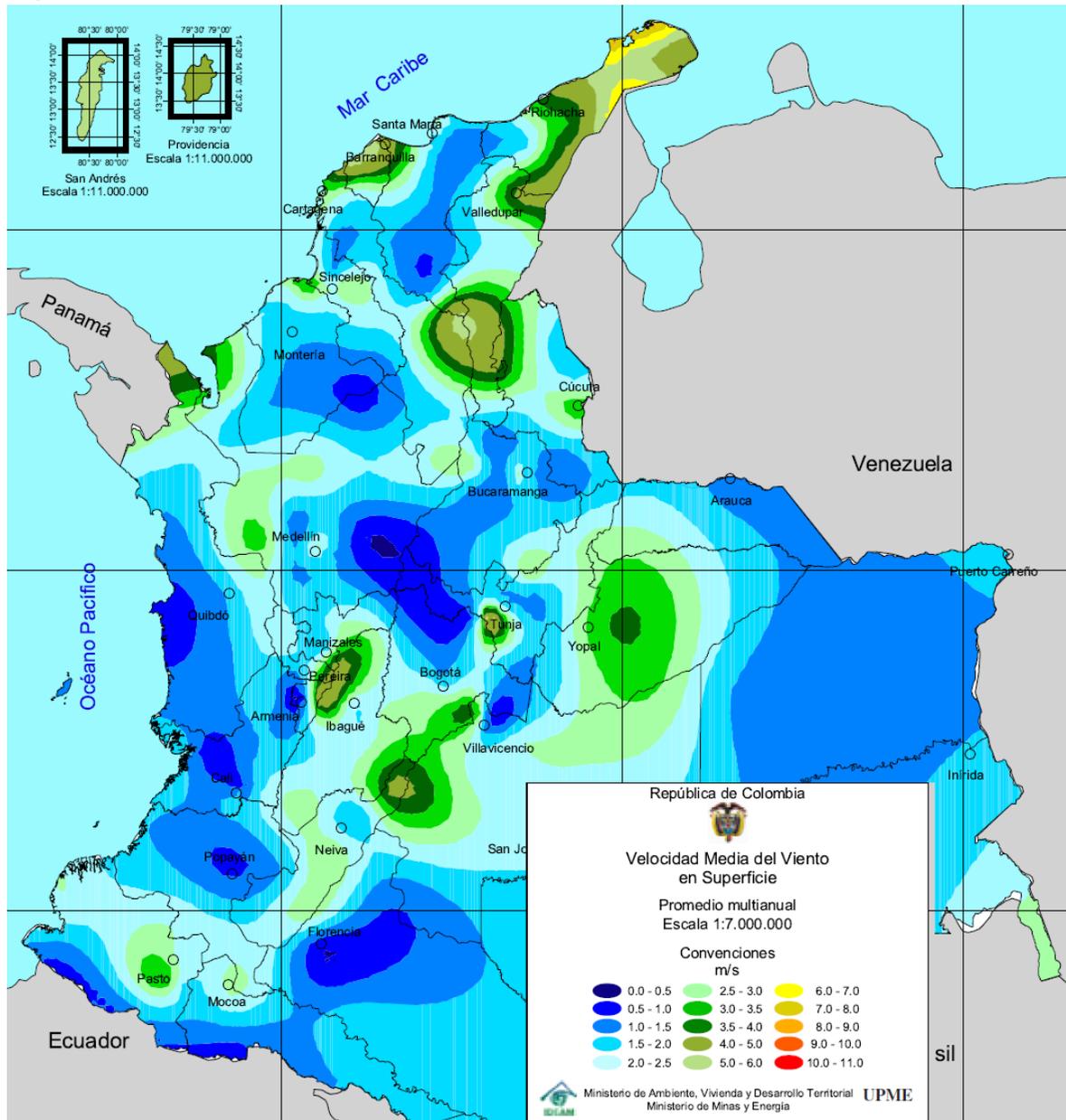
**Tabla 3-5:** Los 16 lugares de Colombia con mayor potencial eólico

<b>Departamento</b>	<b>Estación</b>	<b>Velocidad promedio del viento m/s</b>
Bolívar	Galerazamba	5.9
Boyacá	Gachaneca	5.5
Isla de San Andrés	Aeropuerto Sesquicentario	5.1
Huila	La Legiosa	4.1
Isla de Providencia	Aeropuerto El Embrujo	4
La Guajira	Aeropuerto Almirante Padilla	4
Villa Carmen	Boyacá	3.9
Nariño	Obonuco	3.5
Norte de Santander	Aeropuerto Camilo Daza	3.3
Antioquia	Urrao	3
Atlántico	Aeropuerto Ernesto Cortisoz	2.9
Magdalena	Aeropuerto Simón Bolívar	2.9
Santander	Aeropuerto Palonegro	2.8
Tolima	Anchique	2.7
Norte de Santander	Ábrego Centro Administrativo	2.5
Cundinamarca	Aeropuerto el Dorado Pistas 1-2	2.2

Fuente: IDEAM (2006)

De acuerdo a la Tabla 3-5 los lugares donde las intensidades de velocidad de viento son superiores a 5m/s son: Galerazamba en el Departamento de Bolívar, Gachaneca en Boyacá y la isla de San Andrés en el mar Caribe colombiano. Los lugares donde la velocidad se encuentra entre los 4 y 5m/s son: La Legiosa en el Departamento del Huila, Isla de Providencia en el Mar Caribe y Riohacha en el Departamento de La Guajira.

**Figura 3-13:** Mapa de vientos de Colombia. Promedio multianual



Fuente: IDEAM (2006).

La densidad de energía eólica permite medir el potencial del viento en una región, es decir la potencia media o energía que contiene el viento por unidad área disponible, sus unidades son Watts por metro cuadrado. Los valores de densidad de energía eólica aumentan a medida que aumenta la altura dado que la velocidad del viento es mayor (Sathyajith et al., 2002).

En lugares donde la intensidad del viento es débil, se ubican valores menores de densidad de energía, mientras que donde los valores promedio del viento son mayores, la densidad de energía crece de forma potencialmente al cubo de dicha velocidad.

**Tabla 3-6:** Densidad de energía eólica de la Península de la Guajira durante todo el año

<b>Altura</b>	<b>Densidad Eólica</b>
<b>20 metros</b>	1.000 y 1.331 W/m <sup>2</sup>
<b>50 metros</b>	2.197 y 2.744 W/m <sup>2</sup> Hasta 2.744 y 3.375 W/m <sup>2</sup>

Fuente: IDEAM (2006)

En la Tabla 3-6 se observa que a una altura de 20 metros, durante todo el año los valores de densidad de energía eólica en la Península de la Guajira varían entre 1.000 y 1.331 W/m<sup>2</sup>. A una altura de 50 metros, durante todo el año los valores de densidad de energía eólica en la Península de la Guajira varían entre 2.744 y 3.375 W/m<sup>2</sup>, alcanzando valores de hasta 2.744 y 3.375 W/m<sup>2</sup>. La densidad de energía eólica en el resto del país a 20 y 50 metros presenta variaciones dentro del ciclo estacional (IDEAM, 2006).

### 3.3 Análisis del recurso eólico en la Guajira

Si bien el recurso eólico en Colombia no se caracteriza por ser uno de los mejores en términos generales, el disponible en ciertas regiones localizadas como son ante todo el departamento de La Guajira y gran parte la región Caribe, al igual parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, zonas específicas de Risaralda y Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá cuentan con recursos aprovechables, que en el caso específico de La Guajira son considerados como de los mejores de Sur América, con un potencial eólico de 21GW (Pérez & Osorio, 2002; Caspary, 2009). Este departamento es atractivo para el despliegue eólico a gran escala debido a la dirección e intensidad de los vientos (se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe el país durante todo el año con velocidades promedio cercanas a los 9 m/s (a 80 m de altura), la ubicación y complementariedad eólica-hidráulica (IDEAM, 2006).

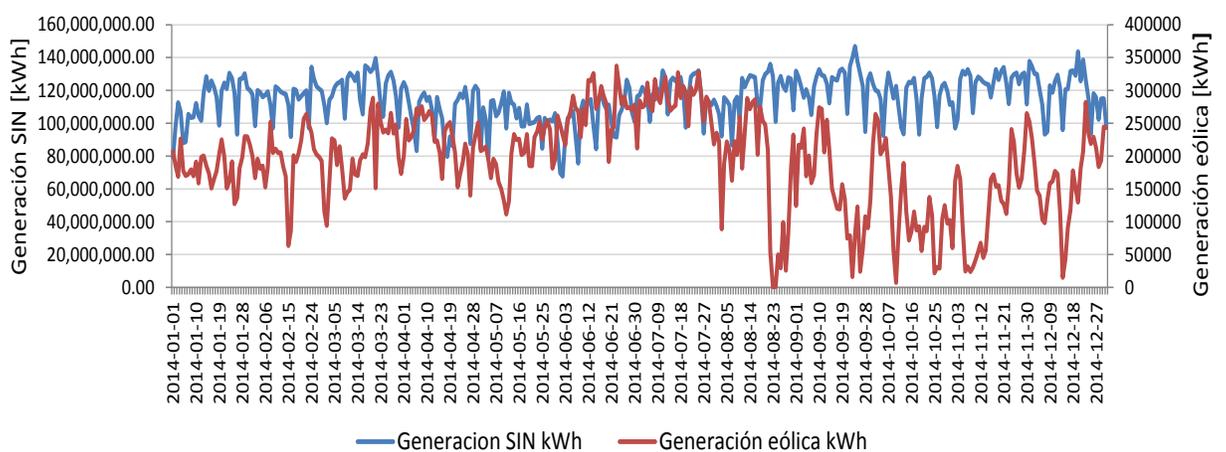
El desarrollo de la red de transmisión es un limitante del despliegue eólico en Colombia (Vergara, W., Deeb, A., Cramton, P., Toba, N., Leino, I., & Benoit, 2010). Y aunque la Guajira localizada en la costa atlántica colombiana es uno de los lugares más favorables para el desarrollo eólico, la demanda de electricidad de la zona es suplida por plantas térmicas.

Tras la promulgación de la Ley 1715 de 2014 (Ley de energías renovables), se han registrado 3 proyectos eólicos ante la Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Los cuáles aportarían al sistema 474 MW de capacidad instalada, los proyectos estarían localizados en Uribia, La Guajira. La entrada al mercado de estos proyectos significaría multiplicar por cuatro la capacidad instalada del país (Portafolio, 2015).

### 3.4 Complementariedad eólica y SIN

Es posible observar la complementariedad entre el régimen de vientos de Colombia en general y el régimen hidrológico. Esto significa que los periodos de viento más intensos ocurren en tiempos secos cuando la disponibilidad hidráulica se reduce, y viceversa (Ver Figura 3-14). Sin embargo, la complementariedad se puede apreciar más en la Figura 3-15 entre los aportes del Río Grande y la generación eólica.

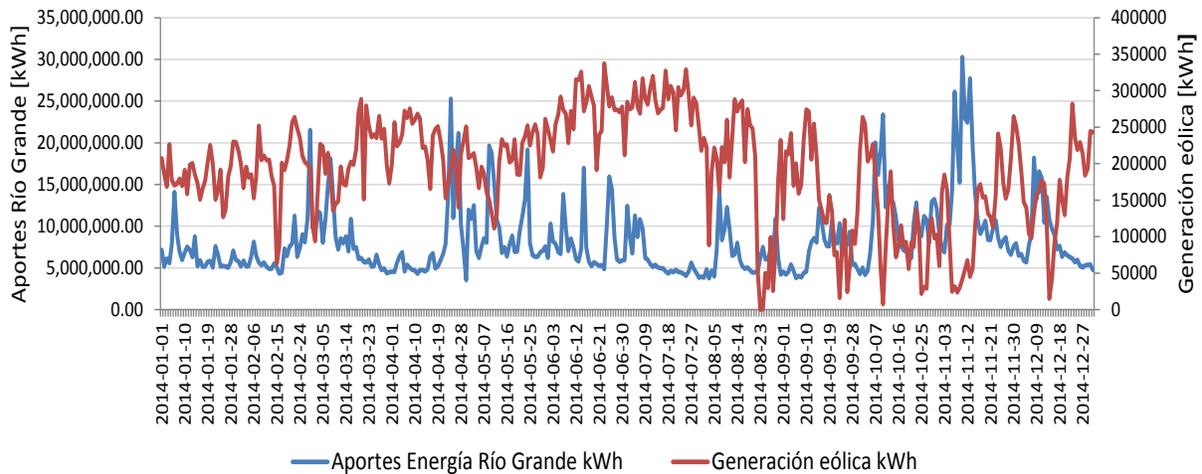
**Figura 3-14:** Generación SIN vs Generación eólica [kWh] durante 2014



Fuente: Elaboración propia datos tomados de XM (2015)

Gómez (2012) al analizar el comportamiento de los afluentes hídricos de la mayoría de los ríos que determinan la generación de energía hidráulica en Colombia y la velocidad de los vientos, concluye que Río Grande se destaca con el coeficiente de correlación más negativo, ubicándose en  $-0,438$ . La figura a continuación corrobora la relación inversa entre la energía hidráulica (domina la generación del Sistema Interconectado Nacional - SIN) y la energía eólica. La complementariedad de la energía eólica con la energía hidráulica, es apreciable especialmente en los primeros meses de cada año, donde el volumen del caudal afluente del río Grande disminuye a mínimos y simultáneamente la velocidad de vientos alcanza valores superiores a la media histórica.

**Figura 3-15:** Aportes Río Grande vs Generación eólica [kWh] durante 2014



Fuente: Elaboración propia datos tomados de XM (2015)

Ealo (2011) establece que la complementariedad hidráulica - eólica puede entenderse como la oportunidad de generar energía con una de las tecnologías, cuando se presenta escasez del recurso energético de la otra. Franco y Dyner, (2004) revelan, que para el caso de las Empresas Públicas de Medellín, sus futuros proyectos eólicos y el Parque existente Jepírachi producirán más energía durante los períodos de disminución de la generación hidráulica, en una estación seca, evitando un mayor descenso en el nivel de sus embalses.

## 4. Caso de estudio

La participación de fuentes renovables de energía en Colombia, ha tenido una historia de creciente importancia. A raíz de las ventajas que traería la diversificación de la canasta energética, fundamentada en la disponibilidad de recursos, la progresiva reducción en los costos de inversión asociados a su aprovechamiento, y la evolución en términos de rendimiento y sofisticación de tecnologías como son las relacionadas con la energía eólica y la solar, estas alternativas, comienzan a cobrar sentido para ser incorporadas en la matriz energética nacional (UPME, 2015).

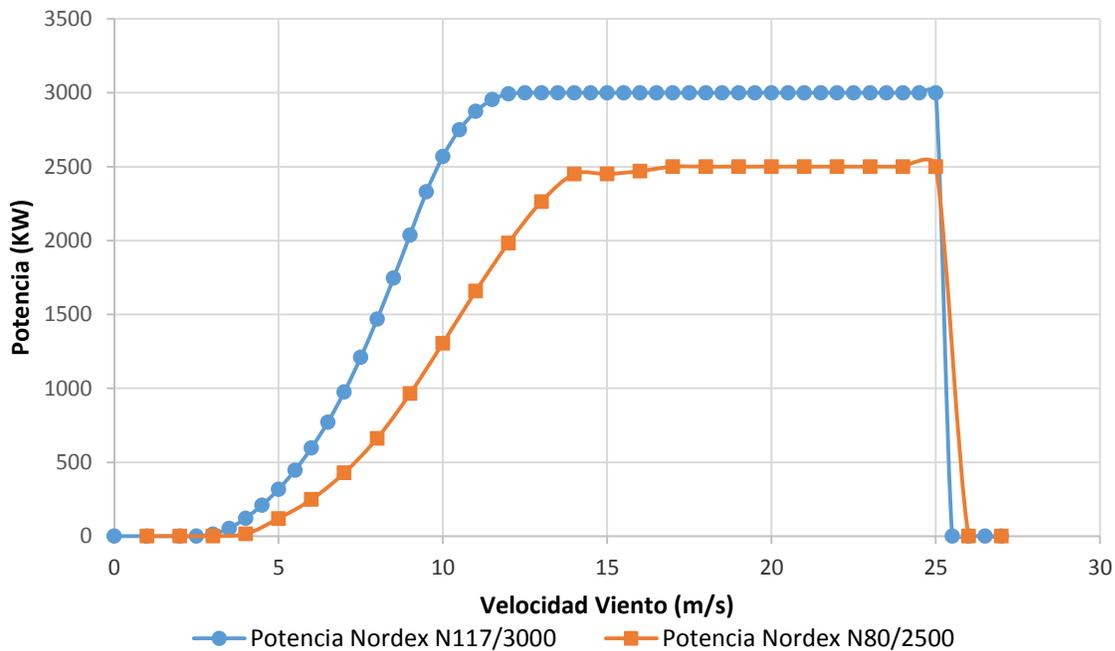
Tal como se abordó en el capítulo 3, la energía eólica es un valioso recurso renovable que puede reemplazar las tradicionales fuentes fósiles; gracias al desarrollo tecnológico y los efectos de aprendizaje es posible la competitividad de esta tecnología; además de tener en cuenta su complementariedad con la energía hidráulica, principal fuente de generación de electricidad en el país.

En el caso de estudio presentado a continuación se aplica la teoría de opciones reales a la evaluación de un proyecto de energía eólica en Colombia. Inicialmente se evalúa con base en la metodología de Flujos de Caja Descontados, luego se aplica el enfoque de opciones reales, incluida una opción real de abandono y de diferir la decisión de inversión. Para estimar la volatilidad, parámetro fundamental en la valoración de la opción real, se simulan los procesos estocásticos que siguen las variables con alta incidencia en ella, como son el precio de la energía y la velocidad del viento.

El proyecto bajo estudio considera la construcción de un parque eólico con capacidad de 120 megavatios (MW) ubicado en Puerto Bolívar – 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 y se asume que dicha energía será negociada a precios de bolsa en el mercado de energía mayorista.

Las turbinas a utilizar en este parque eólico hacen parte de una nueva generación de aerogeneradores llamada Delta, los cuales lanzó la empresa Nordex comercialmente en el 2013. Estos aerogeneradores son más eficientes que los de la generación previa llamada Gama, siendo estos más eficientes que los usados en Colombia actualmente. Para este caso de estudio se considera el aerogenerador Delta N117/3000, en cuya curva de potencia se observa un incremento significativo en la eficiencia al ser comparada con la curva de potencia de un aerogenerador anterior como el N80/2500 (ver Figura 4-1), lo cual aumenta la energía generada.

**Figura 4-1:** Curva de Potencia de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500



Fuente: Berrío (2014).

La curva de potencia del aerogenerador N117/3000 está descrita por la siguiente ecuación:

$$PotGen = -8,8699V^3 + 213,22V^2 - 1197,3V + 2015,2 \quad (4.1)$$

Con una correlación  $R^2 = 0,9978$

Por su parte, la curva de potencia del aerogenerador N80/2500 está descrita por la siguiente ecuación.

$$PotGen = -3,2765V^3 + 97,361V^2 - 638,14V + 1248,7 \quad (4.2)$$

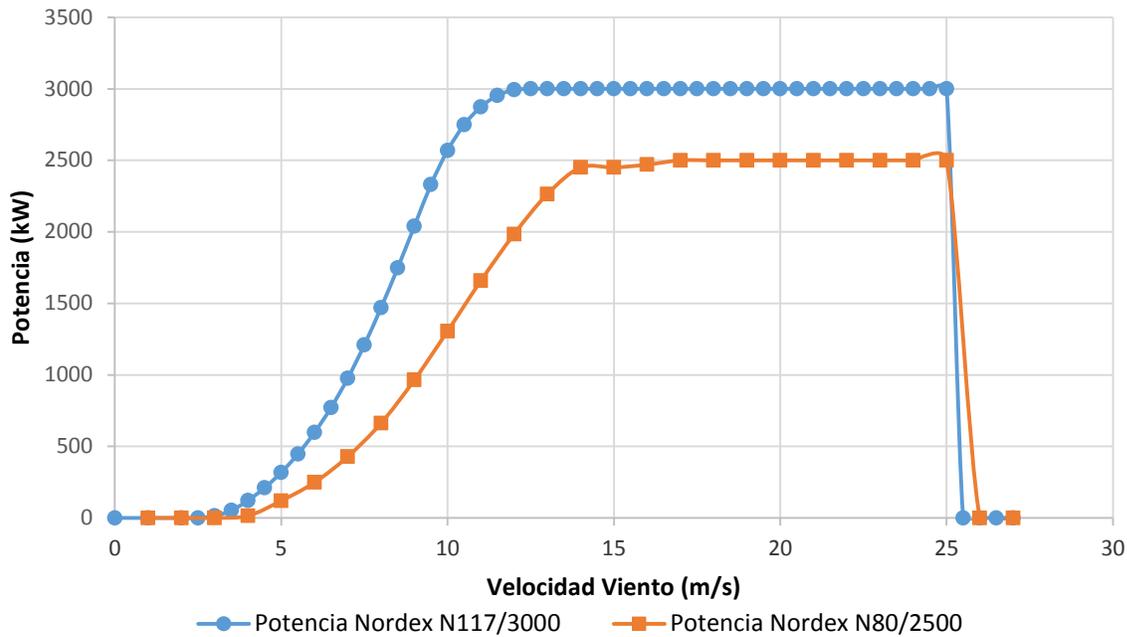
Con una correlación  $R^2 = 0,9978$

Donde,

*V: Velocidad del viento*

Tal como lo expresa Berrío (2014), en la Figura 4-1 se aprecia claramente el incremento en eficiencia del aerogenerador N117/3000 (con factor de planta 58,5%) en comparación con el anterior aerogenerador N80/2500 (con factor de planta 33,9%). El N117/3000 empieza a generar con una velocidad del viento de 3 m/s, mientras que el N80/2500 empieza a generar con una velocidad del viento de 4 m/s. El N117/3000 alcanza su potencia de salida máxima de 3000 kW, con una velocidad del viento de 12.5m/s; mientras que el N80/2500 alcanza su potencia máxima de salida de 2500 kW, con una velocidad del viento de 17m/s.

En la Figura 4-2 se observa la potencia que pueden entregar los aerogeneradores N80/2500 y N117/3000 a diferentes velocidades del viento y en todo su rango de operación.

**Figura 4-2:** Potencia total de los aerogeneradores N117/3000 y del N80/2500

Fuente: Berrío (2014).

## 4.1 Modelo de Evaluación

### 4.1.1 Modelo de Descuento de Flujo de Caja

Para la evaluación del proyecto sin flexibilidad con la metodología de DFC, se utilizará la Ecuación (4.3), la cual se construye a partir de la Ecuación (1.1).

$$VPN = \sum_{n=1}^{20} \frac{FCLn}{(1 + K_e)^n} - I \quad (4.3)$$

Donde,

*FCLn*: Flujo de Caja Libre del año *n*

*K<sub>e</sub>*: Tasa de descuento de los *FCLn*, para este caso el Costo del patrimonio

*I*: Inversión inicial

Para el caso de estudio, se hacen proyecciones de flujos de caja a 20 años, que es aproximadamente el período promedio de vida útil de los aerogeneradores. Los flujos de

caja se construyen a partir la proyección anual del balance general y el estado de resultado, teniendo en cuenta lo siguientes apreciaciones:

Ingresos

Son el producto de la energía generada y el precio de la energía en bolsa (\$/kWh), tal como se especifica en la siguiente ecuación para el cálculo de los ingresos en cada año de vida del proyecto.

$$Ingresos = \sum_{i=1}^{12} P_i Gen_i \tag{4.4}$$

Donde,

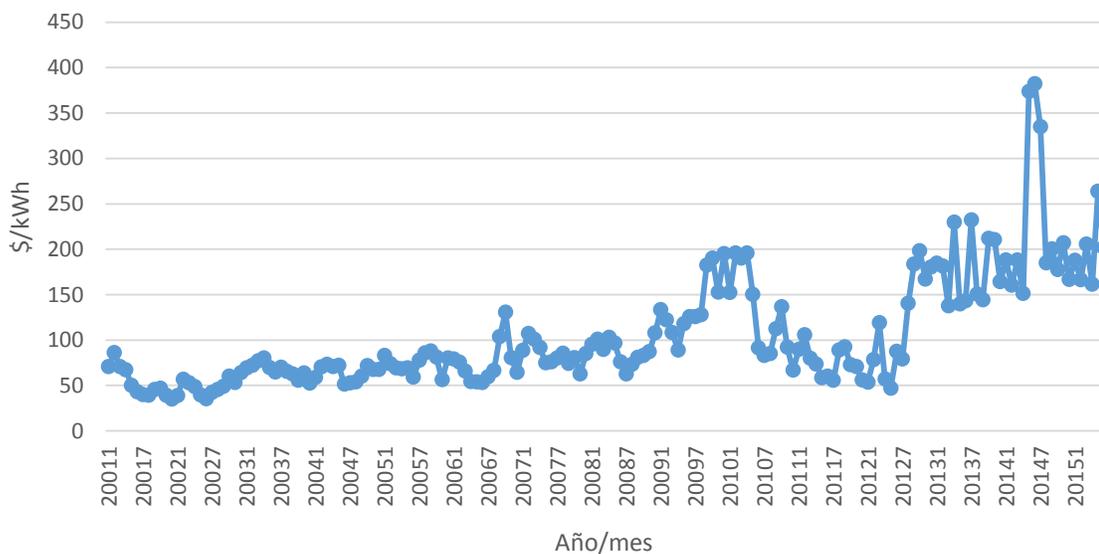
$P_i$ : Es el precio de la energía para el mes  $i$

$Gen_i$ : Es la generación de energía medida en kWh para el mes  $i$

$i$ : Denota cada el mes

Los precios se proyectan a partir de la serie histórica de precios de la energía en bolsa promedio mensual, calculados a partir de los datos reportados por XM-Expertos en Mercados (Figura 4-3).

**Figura 4-3:** Precios de energía en bolsa mensual, 2001-2015.



Fuente: XM, 2015.

Los precios mensuales de la energía en bolsa, entre el 2001-2015 (hasta junio) han oscilado entre \$35,05/kWh y \$381,98/kWh, mostrando en los últimos años una alta volatilidad.

Para realizar los pronósticos de precios mensuales, se actualiza la serie de precios 2001-2015 a precios constantes del 2015. Para la proyección se utiliza un modelo de redes neuronales artificiales de 8 neuronas; donde se estiman los retornos o variaciones del precio de la energía (Ver Anexo A).

La energía generada se estima a partir del factor de utilización, el cual es función de los aerogeneradores y de la velocidad del viento. Para ello se aplica la curva de potencia del aerogenerador N117/3000, teniendo en cuenta la velocidad mensual del viento. Dicho factor permite calcular la energía generada de acuerdo con el número de aerogeneradores instalados y las horas de operación al mes.

$$\text{Gen}_i = \text{SI} \left( V_i < 3; 0; \text{SI} \left( V_i < 12,5; \left( (-8,8699 * V_i^3 + 213,22 * V_i^2 - 1197,3 * V_i + 2015,2) \right); \text{SI}(V_i > 25; 0; 3000) \right) \right) * m * h_{\text{gen}_i} \quad (4.5)$$

Donde;

*m*: Número de aerogeneradores, 40 para la capacidad instalada del proyecto

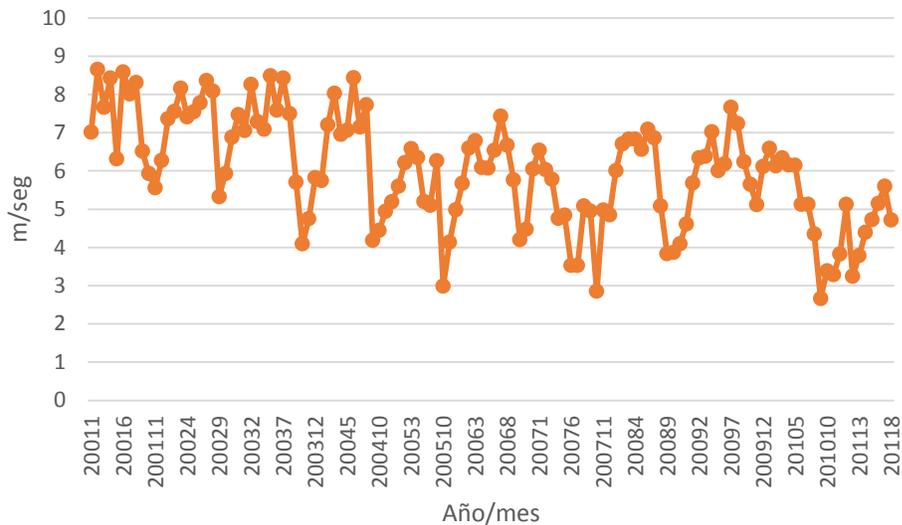
*h<sub>gen<sub>i</sub></sub>*: Horas de generación en el mes *i*

$(-8,8699 * V_i^3 + 213,22 * V_i^2 - 1197,3 * V_i + 2015,2)$ : Curva de potencia del aerogenerador N117/3000

*V<sub>i</sub>*: Velocidad del viento en el mes *i*

Para la proyección de la velocidad del viento, se parte de la serie histórica de la velocidad media mensual de los vientos de la región de La Guajira en Puerto Bolívar (contiguo a la ubicación del parque eólico Jepírachi de EPM) tomadas por la empresa Cerrejón; medidas con un sensor a 10 metros sobre el nivel del mar (Figura 4-4).

**Figura 4-4:** Velocidad mensual del viento a 10 metros, 2001-2011.



Fuente: Gómez (2012), tomado de Cerrejón.

Como se observa en la Figura 4-4 la velocidad promedio mensual del viento medida a 10 metros oscila entre 3 m/s y 9 m/s.

A partir del perfil de Lysen (ver Ecuación 4.6), se calcula la velocidad del viento a la altura del rotor de 120m (altura para los aerogeneradores N117/3000) partiendo de la velocidad medida por el sensor a una altura de referencia de 10 metros sobre el nivel del mar:

$$V(Z) = V(Z_r) * \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \tag{4.6}$$

Donde,

$V(Z_r)$  = velocidad del viento medida a una altura de 10 m sobre el nivel del mar.

$Z_0$  = Constante de rugosidad del terreno, 0,3 m para el área de Puerto Bolívar.

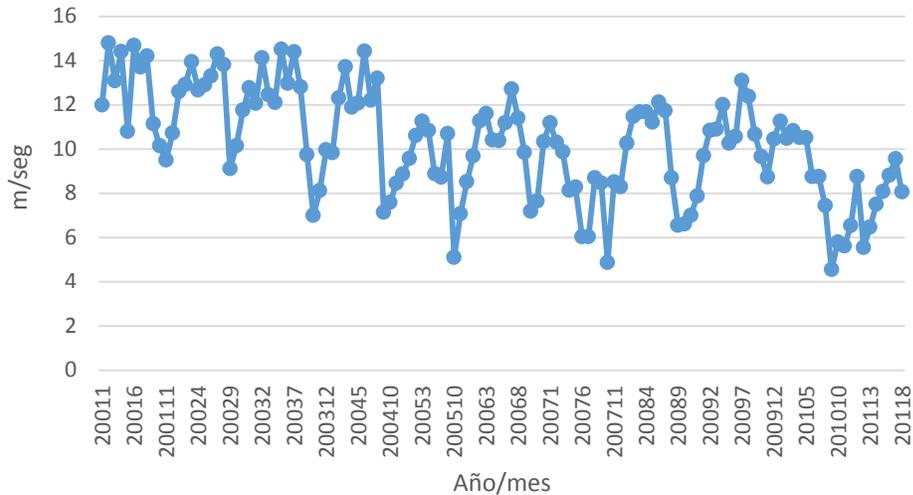
$Z$  = Altura a la cual se quiere calcular la velocidad del viento.

120 m para el aerogenerador N117/3000.

$V(Z)$  = Velocidad del viento a la altura que se desea evaluar,  $V(120\text{ m})$ .

Así, la serie histórica de la velocidad promedio mensual del viento medida a 10 m, al convertirse a una altura de 120 m, arroja los valores observados en la Figura 4-5.

**Figura 4-5:** Velocidad mensual del viento a 120 metros, 2001-2011.



Fuente: Gómez (2012), tomado de Cerrejón.

Las velocidades medidas a esta nueva altura oscilan entre 5 m/s a 15 m/s de acuerdo con la ecuación del perfil de Lysen.

Con los datos anteriores se proyectan las velocidades promedio mensual del viento a través de un modelo de alisamiento exponencial consistente en un modelo Holt-Winters, debido a la marcada componente estacional de la serie de velocidad. Ver especificaciones del modelo en el Anexo B.

### Costos y gastos operacionales

Los costos, gastos y la eficiencia técnica se proyectan basados en las estadísticas presentadas por el ESMAP (2007), CorpoEma (2010), UPME (2015), comparando las cifras obtenidas con otros proyectos y otras empresas del sector existentes.

### Inversión en capital de trabajo

Se considera una mínima inversión en capital de trabajo determinada por las cuentas por cobrar, efectivo e inventario de repuesto.

### Costo de patrimonio

Como tasa de descuento para el flujo de caja libre de cada periodo se utiliza el costo del patrimonio debido a que no se contemplan recursos de crédito en la evaluación del proyecto. El costo de los recursos propios se calcula con el Capital Asset Pricing Model (CAPM), desde el punto de vista de un inversionista colombiano para invertir en Colombia (ver Ecuación (4.7)).

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) \quad (4.7)$$

Donde,

*K<sub>e</sub>*: Costo del patrimonio o de recursos propios

*R<sub>f</sub>*: Rentabilidad libre de riesgos

*β*: Beta apalancado

*R<sub>m</sub>*: Rentabilidad del mercado

### Inversión Inicial

La inversión inicial contiene los costos de la infraestructura, equipos y otros costos dentro de los cuales se contemplan las inversiones ambientales y estudios previos. Al igual que los costos y gastos operacionales, se proyectan basados en las estadísticas presentadas por el ESMAP (2007), CorpoEma (2010), UPME (2015), comparando las cifras obtenidas con otros proyectos y otras empresas del sector existentes.

### **4.1.2 Modelo de opciones reales**

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 por un lado la opción de diferir o aplazar la operación del parque eólico hasta 5 o 10 años. Por el otro lado, se considera la opción americana de abandonar el proyecto para 5 y 10 años. Se consideran estos dos escenarios porque las condiciones del mercado bajo alta incertidumbre pueden reflejar cambios significativos en los costos de la tecnología, precio de la energía, nuevas políticas de incentivos, entre otros, que tienen un impacto en la decisión de inversión.

Ambas opciones se valoran con el método binomial teniendo en cuenta los parámetros descritos en la Sección 2.2.2.

La valoración constará de 3 pasos:

1. Modelar el activo subyacente: El activo subyacente es el valor presente ( $V_p$ ) sin opciones del proyecto. Se crea el modelo y el árbol binomial, para modelizar el proceso estocástico del valor del activo subyacente, que se asume que es un movimiento geométrico browniano
2. Modelar las opciones reales del proyecto: Una vez modelizado el proceso estocástico del activo subyacente, podemos modelar las opciones reales del proyecto. Se realiza introduciendo las fórmulas de maximización que representan las oportunidades inherentes en el proyecto en el modelo y árbol binomial, para poder calcular el valor de la opción en cada período.

Para valorar la opción americana de aplazar se utiliza la Ecuación 2.1; en el caso de la opción americana de abandono se usa la Ecuación 2.2, donde el precio de ejercicio en esta última se calcula como el valor en libro del activo fijo en cada año, es decir un precio ejercicio variable

3. Resolver el modelo y el árbol binomial: Se resuelve el modelo y se obtiene el valor de la opción o el valor del proyecto con la opción ( $VPN_{Extendido}$ ); obteniendo también la estrategia óptima a seguir, en función de los valores esperados del valor presente del proyecto ( $VP$ ) en cada periodo.

Una vez se obtiene el valor de la opción o el valor del proyecto con la opción, se aplica la Ecuación (1.7) para calcular el  $VPN_{Extendido}$  o *Valor flexibilidad*.

#### Cálculo de la volatilidad del proyecto

Para calcular los parámetros del desarrollo binomial, se debe conocer la volatilidad del proyecto.

Tal como se abordó en la sección 2.3, existen varias posibilidades para realizar el cálculo de la volatilidad, como son la de usar la volatilidad del rendimiento de mercado de

alguna empresa similar, pero se estaría haciendo una aproximación que podría conducir a error, debido a que sería muy difícil encontrar una empresa con características exactas al proyecto.

También se podría utilizar la volatilidad de los factores que generan el flujo de caja del proyecto, como son los precios de la electricidad, pero estos factores sólo reflejan en parte la incertidumbre del proyecto.

Como alternativa más viable, se considera la volatilidad del proyecto como variación logarítmica de los FCL estimados que son usados para calcular el valor del activo subyacente (Kodukula & Papudesu, 2006); tal como se planteó en la sección 2.3.1. Este método se seleccionó porque es fácil de usar, es más representativo de la volatilidad del valor de los activos porque se basa en la variabilidad de las mismas estimaciones de flujo de caja libre que se utilizan en el cálculo de dicho valor y, además, en el caso de estudio no se generaron flujos de caja negativos por lo cual se supera la principal desventaja de este método.

### 4.1.3 Supuestos del Modelo

En la elaboración del modelo antes descrito, se supuso que:

- El proyecto tiene una vida finita de 20 años, se supone la misma vida de los aerogeneradores, no se hace inversión y se deprecia a 20 años. Por lo cual, para el año 21 se recupera como el valor de salvamento la inversión en el terreno y el saldo final del capital de trabajo neto de operación para el año 20.
- El proyecto está conectado a la red; por lo cual no se asumen costos de conexión.
- La Ley 1715 de 2014, es considerada un instrumento para promover el desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales. Los beneficios que esta Ley contempla, solo se hacen efectivos a nivel de proyectos independientes, como el propuesto en el caso de estudio, en la eliminación del arancel y el IVA.
- El proyecto está financiado 100% por los dueños, por lo cual no se proyectan recursos de crédito.
- La energía eólica es tomadora de precios, esto quiere decir que toda la energía que se genere será vendida a precio de bolsa. Esta es una situación normal en la regulación colombiana para las plantas “inflexibles” que no pueden garantizar un suministro de energía continuo.
- Se valora una opción de abandono y una opción de diferir o aplazar la decisión de inversión; ambas con un tiempo de vencimiento de 5 y 10 años y teniendo en cuenta la variación logarítmica de los FCL como la volatilidad del activo subyacente.
- El costo de aplazar o abandonar la decisión de abandono se expresa en porcentaje y las opciones se valoran como una opción sobre un activo que paga rendimientos de dividendos conocidos.
- Las opciones se valoran con el método de árboles binomiales teniendo en cuenta los supuestos que este método contempla.

## 4.2 Análisis de resultados

### 4.2.1 Evaluación sin flexibilidad

El proyecto se valora sin flexibilidad bajo el método de DFC. El FCL para cada año se construye a partir de la proyección anual del balance general y el estado de resultado, los valores obtenidos se presentan en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1:** Flujos de caja libre

Años	Utilidad Operativa (UAI)	(-) Impuestos (33%)	Utilidad Neta	(+) Depreciaciones	Flujo de Caja Bruto	(--) Incremento KTNO	Flujo de Caja Libre
2016	93.496	30.854	62.642	32.985	95.627	63.839	31.788
2017	157.634	52.019	105.615	32.985	138.600	(44.699)	183.299
2018	56.576	18.670	37.906	32.985	70.891	(9.215)	80.106
2019	112.290	37.056	75.234	32.985	108.220	5.288	102.932
2020	37.214	12.280	24.933	32.985	57.918	(7.035)	64.953
2021	62.838	20.737	42.102	32.985	75.087	2.335	72.752
2022	125.323	41.357	83.966	32.985	116.952	6.110	110.841
2023	82.589	27.254	55.334	32.985	88.320	(3.995)	92.315
2024	82.332	27.169	55.162	32.985	88.148	19	88.129
2025	103.763	34.242	69.521	32.985	102.506	2.008	100.498
2026	103.333	34.100	69.233	32.985	102.218	47	102.171
2027	94.155	31.071	63.084	32.985	96.069	(643)	96.712
2028	54.169	17.876	36.293	32.985	69.278	(3.866)	73.144
2029	32.907	10.859	22.048	32.985	55.033	(1.961)	56.995
2030	133.096	43.922	89.174	32.985	122.159	9.669	112.491
2031	70.384	23.227	47.157	32.985	80.142	(5.847)	85.989
2032	58.538	19.317	39.220	32.985	72.206	(1.033)	73.239
2033	37.953	12.525	25.429	32.985	58.414	(1.826)	60.240
2034	70.747	23.346	47.400	32.985	80.386	3.113	77.272
2035	114.339	37.732	76.607	32.985	109.592	4.241	105.352
2036	-	-	-	-	-	-	19.702

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

Los montos elevados en la utilidad operativa (UAI) se deben a que los precios alcanzan sus picos en esos años según el modelo de proyección, lo cual es coherente con la alta volatilidad de esta variable y por tanto de los flujos de caja del proyecto.

Como tasa de descuento se emplea el costo del patrimonio, estimado en 12% como se explica en el

Anexo C. De esta manera se obtiene un valor presente del proyecto de \$681.441 millones, lo cual con una inversión inicial de \$660.133 millones arroja un VPN positivo de \$21.308 millones de pesos (Ver Anexo D para el cálculo del VPN), lo que significa bajo el método tradicional que se acepta el proyecto.

La evaluación del proyecto propuesto, con la metodología tradicional de DFC, genera un resultado diferente a los obtenidos en la evaluación de proyectos de energía eólica que se han presentado en estudios previos, donde se han obtenido VPN negativos y, por tanto, se rechaza la decisión de inversión. El cambio en la decisión de inversión que se evidencia en este análisis obedece a la interacción de los siguientes factores que han sido contemplados en este caso de estudio, con alto nivel de incidencia en los resultados obtenidos:

#### Avances tecnológicos – mejoras en la eficiencia

El punto a resaltar en el caso de la energía eólica radica en los avances representativos logrados en términos de eficiencia y sofisticación de los equipos o aerogeneradores, lo cual permite hoy en día obtener igual o más energía con menores costos que hace 5 y 10 años.

Como se describió al comienzo de este capítulo, el aerogenerador N117/3000 de la generación Delta utilizado en el proyecto propuesto, con un factor de utilización del 58,5%, presenta mayor eficiencia en comparación con los aerogeneradores de generaciones anteriores, lo cual se traduce en mayor energía generada, con un impacto positivo en los flujos de caja del proyecto. Por ejemplo, al evaluar un parque eólico con características similares a las del caso de estudio pero con aerogeneradores N80/2500 (factor de utilización del 33,9%), con curva de potencia definida en la Ecuación 4.2, el VPN obtenido es de -\$93.760 millones (Ver Anexo E. para el cálculo del VPN); lo que significa bajo el método tradicional de DFC que se rechazaría el proyecto de Parque eólico.

### Tendencia alcista en los precios de la energía

Durante los últimos años en Colombia, el precio de la energía eléctrica en bolsa ha mantenido una tendencia constante al alza, llegando a valores extremos de \$2.822/kWh en los corrido del 2015, cuando en el 2014 los valores máximos eran cercano a los \$500/kWh (XM, 2015). Así, los altos precios de la electricidad y su crecimiento o volatilidad pueden por sí mismos actuar como señales del mercado en pro de las energías renovables.

Existen diversas tendencias que pueden estar contribuyendo a la formación de estos altos precios del mercado. Se atribuye como causa principal, la época de sequías que vive el país a causa del fenómeno El Niño. Tal como lo demuestra Berrío (2014), en Colombia la generación hidráulica es preponderante; lo cual es determinante para la formación de precios, es decir, la formación de precios está directamente ligado a la abundancia o escasez del recurso energético agua (que es gratuito para el agente generador, por lo cual la generación hidráulica siempre es la de menor costo). Bajo condiciones normales de aportes hídrico la demanda es cubierta en un alto porcentaje por generación hidráulica, pero cuando la confiabilidad futura del sistema se ve amenazada por eventos tipo El Niño, parte de esta generación debe ser reemplaza por unidades térmicas y combustibles líquidos, ocasionando un incremento en el precio de bolsa.

En adición a la periódica disminución en la producción de energía hidroeléctrica, las proyecciones de precios del gas natural comercializado en la costa y el interior del país prevén incrementos de más del 40% para 2030 (respecto a 2014).

Actualmente, Colombia está construyendo una planta de regasificación de gas natural para proveer a los generadores ubicados en el norte del país a partir del año 2017 o 2018, momento en el cual se espera que la demanda interna de este combustible supere la oferta doméstica, lo cual incrementará los costos para el suministro de este energético. Por consiguiente, la volatilidad del mercado internacional sumada a las inversiones requeridas en términos de infraestructura a ser desarrollada para la importación del gas

natural, muy seguramente pondrá presión adicional al alza en los precios del mercado mayorista (UPME, 2015).

En resumen, son varios los factores que explican el incremento en los precios de la energía, como la amenaza de El Niño (donde análisis recientes han pronosticado que la vulnerabilidad a las sequías crecerá significativamente en Colombia debido al cambio climático (CorpoEma, 2010)); falta de gas, uso de combustibles líquidos livianos, mal cálculo del precio de escasez del cargo por confiabilidad, etc

Por otra parte, como lo expresa la UPME, también resulta necesario considerar que el sector energético y el Gobierno Nacional colombianos han apostado por ahora a lograr los aumentos en capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda eléctrica futura, con base en hidroenergía generada a partir de nuevos grandes proyectos y en algunos proyectos térmicos con carbón ya programados para construcción, con lo cual se espera contrarrestar los incrementos esperados en el precio del gas natural y los eventuales períodos de baja hidrología.

No obstante, no es claro si todos los proyectos planteados efectivamente se construirán a tiempo, y si la capacidad de expansión planteada y sus costos serán suficientes para contrarrestar en su totalidad las presiones al alza en los precios de la electricidad.

Adicionalmente, a nivel del mercado mayorista, un incremento en el número de generadores de energía renovable participando en este mercado podría también crear un mercado mayorista más sólido y líquido, creando presión a la baja en los precios del mercado spot (a raíz de los bajos costos de operación asociados con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables como la eólica, solar y geotérmica).

Teniendo en cuenta los planteamientos anteriores, se deduce que el comportamiento futuro de los precios de la energía está rodeado de mucha incertidumbre. Así, aunque el VPN del proyecto bajo estudio arroja un resultado positivo, sus flujos de caja futuro están asociados a una alta volatilidad e incertidumbre; por lo cual se considera que vale la pena complementar el análisis de DFC con el enfoque de opciones reales. Incluso aunque el proyecto tenga un VAN positivo, puede no ser óptimo realizar el proyecto.

### 4.2.2 Evaluación con flexibilidad

Como se determinó en la sección anterior el VPN del proyecto resultó positivo, por lo cual la decisión de inversión se acepta. Sin embargo, se observa una alta volatilidad en los flujos de caja del proyecto de 109,24% (ver Anexo F para el cálculo de la volatilidad) mostrando que existe gran incertidumbre con respecto a los flujos de caja que se obtendrán y que existe una alta posibilidad de cambiar los flujos según la información captada y las decisiones de la gerencia del proyecto. Cuando los flujos de caja están acompañado de una alta volatilidad vale la pena realizar un análisis de valoración de opciones reales como el realizado a continuación.

Para la valoración de la opción se utiliza el modelo binomial, con base en los parámetros de la Tabla 4-2.

**Tabla 4-2:** Datos de entrada para la valoración de opciones. Modelo binomial

Concepto	Valor
$S_0 = VP(FCL)$	681.441
Inversión inicial	660.133
VPN sin Flexibilidad	21.308
Parámetros del modelo Binomial	
$r_f$	8,55%
$T$ (años)	5 y 10
$n$ (pasos)	5 y 10
$\Delta t$ (anual)	1
$\sigma$	109,24%
$\mu$	2,98
$d$	0,34
$q$ (Diferir)	15%
$q$ (Abandonar)	5%
$P$ (Diferir)	22,76%
$1 - P$ (Diferir)	77,24%
$P$ (Abandonar)	26,48%
$1 - P$ (Abandonar)	73,52%
$A$ (precio de ejercicio opción de abandonar)	Valor en libro del activo fijo
$I_1$ (Precio de ejercicio opción de diferir)	Inversión inicial

Fuente: Elaboración propia

El  $S_0$  corresponde al valor presente de los flujos de caja del proyecto sin considerar la inversión inicial.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo ( $r_f$ ) es 8,55%, que corresponde a los TES de agosto 2026 y las opciones expiran en 5 y 10 años. Para el cálculo de la volatilidad  $\sigma$  se utiliza la metodología expuesta en la sección 4.1.2 (ver Anexo F). A partir de los valores anteriores, se determinan el resto de parámetros del modelo binomial. En cuanto al precio de ejercicio, tal como se muestra en la tabla anterior, en el caso de la opción de abandono se calcula como el valor neto en libro del activo fijo en cada año durante la vida de la opción y, para la opción de diferir es el valor de la inversión inicial.

#### Opción de diferir

Las opciones de aplazamiento son equivalentes a las financieras de compra, las cuales valen igual ya sean europeas o americanas si el subyacente no paga dividendos. Esto significa que el proyecto no debería iniciarse antes del tiempo de expiración de la opción, al menos que el proyecto se deteriore por el sólo transcurso del tiempo (pago de licencias, no recibir el cargo por confiabilidad, pérdida de ventaja por acción de la competencia, incremento de la inversión por la devaluación de la moneda local, comportamiento desfavorable en precios y demanda, etc.).

Teniendo en cuenta lo anterior, para la valoración de la opción de diferir se asume que cada año que se aplaze la decisión de inversión en el proyecto la rentabilidad del mismo disminuye en un 15%; este porcentaje representa el costo de oportunidad que incorpora los flujos de caja que dejarán de percibirse por no realizar el proyecto en el periodo inicial además de los otros costos implícitos en el aplazamiento.

Tal como se muestra en la Tabla 4-3, el valor de la opción de diferir o aplazar hasta 5 y 10 años la decisión de inversión en el proyecto es de \$498.127 millones y \$574.310 millones, y el VPN con flexibilidad es de \$519.435 millones y \$595.618 millones, respectivamente, por lo cual en ambos casos se reafirma la aceptación del proyecto

**Tabla 4-3:** Resultados de la opción de diferir

Concepto	Diferir hasta 5 años	Diferir hasta 10 años
Valor de la opción	498.127	574.310
VPN tradicional	21.308	21.308
VPN con flexibilidad	519.435	595.618

Fuente: Elaboración propia

La opción de diferir arroja un valor mayor al aumentar el tiempo de expiración de la opción, lo cual demuestra la relación directa entre el tiempo de vencimiento de la opción y su valor. Asimismo, los resultados obtenidos demuestran que el VPN sin flexibilidad minusvalora el valor del proyecto en \$498.127 millones y \$574.310 millones, al no considerar el valor de flexibilidad del proyecto.

En las Tabla 4-4 y Tabla 4-5 se muestran los árboles calculados para la opción de diferir a 5 años y 10 años, respectivamente.

**Tabla 4-4:** Valoración de la opción de diferir a 5 años.

Proyección del subyacente(VP)					
0	1	2	3	4	5
681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666
	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175
		76.662	228.562	681.441	2.031.661
			25.713	76.662	228.562
				8.625	25.713
					2.893
Valor del proyecto con flexibilidad					
0	1	2	3	4	5
519.435	1.713.529	5.528.400	17.399.042	53.181.868	159.865.534
	125.652	451.108	1.584.268	5.397.105	17.399.042
		19.612	80.802	332.899	1.371.529
			-	-	-
				-	-
					-
Momento de ejercicio					
0	1	2	3	4	5
C	C	C	E	E	E
	C	C	C	E	E
		C	C	C	E
			C	C	C
				C	C
					C

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4-5:** Valoración de la opción de diferir a 10 años.

Proyección del subyacente(VP)										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577	1.426.891.875	4.254.165.263	12.683.457.240	37.814.724.540
	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577	1.426.891.875	4.254.165.263
		76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577
			25.713	76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001
				8.625	25.713	76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238
					2.893	8.625	25.713	76.662	228.562	681.441
						970	2.893	8.625	25.713	76.662
							325	970	2.893	8.625
								109	325	970
									37	109
										12
Valor del proyecto con flexibilidad										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
595.618	1.860.988	5.748.643	17.568.839	53.192.739	159.865.534	477.934.444	1.426.231.743	4.253.505.131	12.682.797.108	37.814.064.408
	174.677	565.200	1.801.562	5.653.372	17.465.618	53.181.868	159.865.534	477.934.444	1.426.231.743	4.253.505.131
		45.504	155.264	521.139	1.716.338	5.531.293	17.399.042	53.181.868	159.865.534	477.934.444
			9.489	34.922	126.893	453.665	1.587.779	5.397.105	17.399.042	53.181.868
				1.229	5.004	20.365	82.870	337.160	1.371.529	5.397.105
					18	74	305	1.255	5.172	21.308
						-	-	-	-	-
							-	-	-	-
								-	-	-
									-	-
										-
Momento de ejercicio										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C	C	C	C	C	E	E	E	E	E	E
	C	C	C	C	C	E	E	E	E	E
		C	C	C	C	C	E	E	E	E
			C	C	C	C	C	E	E	E
				C	C	C	C	C	E	E
					C	C	C	C	C	E
						C	C	C	C	C
							C	C	C	C
								C	C	C
									C	C
										C

Fuente: Elaboración propia

Al observar el tercer árbol de la Tabla 4-4 y Tabla 4-5, se deduce que es óptimo diferir o aplazar la decisión de inversión de 3 a 5 años y de 5 a 10 años para opciones con vencimiento de 5 y 10 años, respectivamente. Es decir, cuando la opción de aplazamiento tiene un costo, tal como se expresó anteriormente, no es necesario aplazar la decisión de inversión hasta el vencimiento (caso de una opción europea cuando el

activo no paga dividendo) pues aunque esperar lo máximo posible permite tener mayor información del mercado con el fin de reducir la incertidumbre sobre los flujos de caja del proyecto, teniendo en cuenta la alta volatilidad que incorporan (109,24%); esto también representa un costo de oportunidad que hace más atractivo su ejercicio anticipado y disminuye el valor de la opción de diferir.

No obstante, los flujos de caja son tan volátiles que incluso en los años donde se vuelve atractiva la opción de diferir, se pueden presentar resultados desfavorables que pueden sugerir aplazar más tiempo la decisión de inversión.

#### Opción de abandono

La opción de abandono planteada tiene como precio de ejercicio el valor neto en libro de los activos fijos (aproximación al valor comercial que tiene el activo fijo), lo cual supone, entre otras cosas, que los activos del proyecto pueden tener un uso alternativo como desmontar la instalación del proyecto e instalarlo en otro país donde el régimen de viento o las condiciones de precio y demanda sean más atractivas.

La opción de abandono tal como se plantea en este caso de estudio, para un proyecto de vida finita, tiene un costo asociado a los flujos de caja restantes desde que se abandona el proyecto, pues entre más tiempo se demore en abandonar el proyecto menores son los flujos de caja que tendría quien adquiere el proyecto para recuperar su inversión.

Así, se supone que por cada año que se demore en abandonar el proyecto, es decir cada año que se le quita a la sumatoria de los futuros flujos de caja se estaría pagando un rendimiento de dividendos del 5%, lo cual dado que la opción de abandono es equivalente a una opción de venta americana la vuelve más atractiva y aumenta su valor.

**Tabla 4-6:** Resultados de la opción de abandono

Concepto	Abandonar durante 5 años	Abandonar durante 10 años
Valor de la opción	374.088	394.130
VPN tradicional	21.308	21.308
VPN con flexibilidad	395.396	415.438

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Tabla 4-6, el valor de la opción de abandono con tiempo de expiración de 5 años se sitúa en \$374.088 millones, por lo cual con un VPN base de \$21.308 millones se obtiene un VPN con flexibilidad de \$395.396 millones, resultado que reafirma la aceptación del proyecto.

Por su parte, el valor de la opción de abandono con tiempo de expiración de 10 años es de \$394.130 millones y el VPN con flexibilidad es de \$415.438 millones, resultado que difiere poco al obtenido con la opción de abandono durante 5 años; con el cual también se reafirma la aceptación del proyecto.

Al comparar el valor de la opción de abandono con tiempo de expiración diferente (5 y 10 años), los resultados demuestran, como era de esperarse, que al aumentar el tiempo también se incrementa el valor de la opción.

Como se puede observar en la Tabla 4-6, en el caso de considerar una opción de abandono, el VPN sin flexibilidad minusvalora el proyecto en \$374.088 millones o \$394.130; ya que no tiene en cuenta la flexibilidad gerencial del proyecto a lo largo de su desarrollo. El VPN sin flexibilidad considera que una vez puesto en marcha el proceso de inversión, es irreversible y en ningún caso habrá estados del mercado desfavorables, o más favorables de lo previsto, para la continuación del proyecto.

Debido a las características del proyecto, el nivel de incertidumbre es muy alto, dando una volatilidad del proyecto de 109,24%; por lo cual el valor de la opción representa un monto considerable, por un lado por las posibilidades de abandono del proyecto y por otro lado porque aumenta los posibles estados de la naturaleza, aumentando el rango de valores del proyecto.

En Tabla 4-7 y Tabla 4-8 se muestran los árboles calculados para la opción de abandono a 5 años y 10 años, respectivamente.

La decisión de continuar o abandonar en algún momento futuro de la vida del proyecto depende de la situación en la que se encuentre en cada periodo. En aquellos casos donde el valor de abandono excede el valor presente de los flujos de caja futuros resultará más beneficioso la decisión de abandono, aun cuando se está obteniendo un VPN positivo. En general, la opción de abandono reduce el riesgo de fracaso de un proyecto y debe considerarse desde su análisis.

**Tabla 4-7:** Valoración de la opción de abandono a 5 años.

Proyección del subyacente(VP)					
0	1	2	3	4	5
681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666
	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175
		76.662	228.562	681.441	2.031.661
			25.713	76.662	228.562
				8.625	25.713
					2.893
Valor de la opción					
0	1	2	3	4	5
374.088	234.322	95.247	-	-	-
	442.822	295.937	134.239	-	-
		517.500	368.731	189.193	-
			535.463	451.529	266.644
				519.567	469.493
					492.313
Momento de ejercicio					
0	1	2	3	4	5
C	C	C	C	C	C
	C	C	C	C	C
		E	E	C	C
			E	E	E
				E	E
					E

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4-8:** Valoración de la opción de abandono a 10 años.

Proyección del subyacente(VP)										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577	1.426.891.875	4.254.165.263	12.683.457.240	37.814.724.540
	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577	1.426.891.875	4.254.165.263
		76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001	160.525.666	478.594.577
			25.713	76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238	18.059.175	53.842.001
				8.625	25.713	76.662	228.562	681.441	2.031.661	6.057.238
					2.893	8.625	25.713	76.662	228.562	681.441
						970	2.893	8.625	25.713	76.662
							325	970	2.893	8.625
								109	325	970
									37	109
										12
Valor de la opción										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
394.130	285.136	186.073	98.828	32.361	-	-	-	-	-	-
	452.764	334.837	226.647	127.628	45.609	-	-	-	-	-
		517.500	390.268	273.456	163.447	64.280	-	-	-	-
			535.463	451.529	326.526	207.203	90.594	-	-	-
				519.567	469.493	385.558	259.392	127.681	-	-
					492.313	453.596	403.522	319.588	179.950	-
						461.250	426.342	387.625	337.551	253.617
							428.910	395.280	360.372	321.655
								396.141	362.939	329.309
									363.228	330.170
										330.267
Momento de ejercicio										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
		E	C	C	C	C	C	C	C	C
			E	E	C	C	C	C	C	C
				E	E	E	C	C	C	C
					E	E	E	E	C	C
						E	E	E	E	E
							E	E	E	E
								E	E	E
									E	E
										E

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 4-7 y Tabla 4-8, puede ser óptimo abandonar el proyecto desde el segundo año (para  $T=5$  y  $T=10$ ), lo cual indica que el proyecto en algunos casos puede dar un VPN negativo. Por ejemplo, si se observa la Tabla 4-8, se comprueba que el valor actual del proyecto en el momento de su lanzamiento se mueve entre \$37.814.724.540 millones y \$12 millones dependiendo del estado del mercado y

que el valor en el momento 0, recoge el estado medio de \$681.441 millones. La distancia entre el valor mayor y el menor de los posibles estados del mercado se debe al alto nivel de volatilidad estimado en el proyecto; estando cubiertos a la baja con la opción de abandono, o de no inversión en la siguiente fase, en estados no favorables.

Por otra parte, al comparar los resultados obtenidos con la opción de abandono y diferir se tiene que la opción de diferir incrementa en mayor medida el valor del proyecto; por ejemplo, en el caso de la opción a 10 años, el valor neto del proyecto con la opción de abandono se sitúa en \$415.438 millones, mientras que con la opción de diferir se ubica en \$595.618 millones. Por lo cual, se puede pensar en no desistir definitivamente del proyecto, sino esperar un tiempo prudente a tener mayor conocimiento del mercado antes de realizar la inversión.

La posibilidad de posponer la inversión proporciona un tiempo adicional para examinar la tendencia de los acontecimientos futuros, reduciendo al mismo tiempo, la posibilidad de incurrir en costosos errores debido a que los acontecimientos se han desarrollado en contra de lo previsto. Cuanto mayor sea el intervalo de tiempo (T), que se tiene de margen para demorar la decisión final, mayor será la posibilidad de que los acontecimientos se desarrollen de forma favorable aumentando la rentabilidad del proyecto. Es evidente, que si dichos acontecimientos fuesen contrarios a los intereses del decisor, éste renunciaría a realizar el proyecto evitando así una pérdida innecesaria.

En contraste con lo anterior, la opción de aplazar la decisión de inversión tiene unos costos implícitos que pueden soportar el ejercicio anticipado de la misma; pues durante el tiempo que se aplaze la inversión se dejan de percibir unos flujos de caja, la competencia puede tomar ventaja y aprovechar la oportunidad de inversión, entre otras. Por ello, esta opción es más valiosa en proyectos donde una empresa tiene derechos exclusivos para invertir en un proyecto y va perdiendo valor conforme las barreras de entrada desaparezcan.

#### Sensibilidad del valor de la opción ante cambios en la volatilidad

Debido a la dificultad para estimar la volatilidad del valor presente de los flujos de caja del proyecto es conveniente siempre que se valoran opciones, agregar una tabla que analice

la sensibilidad del valor de la flexibilidad a los cambios en la volatilidad del valor presente de los flujos de caja, tal como se muestra en la Tabla 4-9.

**Tabla 4-9** Comportamiento del valor de la opción vs volatilidad.

Volatilidad	Valor de la opción de Abandono		Valor de la opción de Diferir	
	T = 5	T = 10	T = 5	T = 10
10%	4.009	4.037	-	-
20%	33.999	35.118	51.767	58.399
30%	72.151	79.921	109.747	134.518
40%	117.255	128.864	171.819	211.786
50%	162.674	178.510	230.706	287.295
60%	205.962	225.042	287.371	356.136
70%	246.483	267.673	339.917	417.091
80%	283.873	306.055	387.541	469.085
90%	317.947	340.124	430.119	512.615
100%	348.656	370.009	467.696	548.004
110%	376.057	395.972	500.453	576.226
120%	400.285	418.354	528.676	598.274
130%	421.537	437.534	552.725	615.161
140%	440.046	453.900	573.002	627.870
150%	456.066	467.827	589.932	637.278
160%	469.861	479.660	603.934	644.134
170%	481.687	489.713	615.415	649.058
180%	491.793	498.259	624.753	652.547
190%	500.406	505.535	632.289	654.987
200%	507.737	511.751	638.328	656.675

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4-9 se puede observar cómo el valor de las opciones de abandono y de aplazamiento va incrementando a medida que la volatilidad aumenta. No obstante, a medida que aumenta la volatilidad el incremento en el valor de la opción es menor; por ejemplo, cuando la volatilidad pasa del 20% al 30%, el valor de todas las opciones incrementa más del 100%; sin embargo, cuando pasa de 190% a 200% sólo incrementa en promedio el 1%.

Lo anterior permite inferir que hay una volatilidad tal, a partir de la cual el valor de la opción permanece igual y por ende también el valor del proyecto con flexibilidad.

## 5. Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

La tendencia alcista en el precio de la energía unido a los avances tecnológicos en los aerogeneradores (mejorando la eficiencia en generación), pueden por sí mismos actuar como señales del mercado en pro de los proyectos eólicos; incluso soportar la viabilidad financiera de estos proyectos con metodologías tradicionales como el DFC.

Si bien la coyuntura actual del precio de la energía y las mejoras de eficiencia en la generación de energía eólica permiten obtener resultados positivos con metodologías tradicionales; la alta volatilidad e incertidumbre con respecto al comportamiento futuro de los precios y la velocidad del viento, consideradas las variables con mayor incidencia en los flujos de caja de los proyectos eólicos, hacen que valga la pena un enfoque de opciones reales.

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 diferir y abandonar que al ser tomada en cuenta incrementan considerablemente el valor del proyecto.

La decisión de continuar o abandonar en algún momento futuro de la vida del proyecto depende de la situación en la que se encuentre en cada periodo. En aquellos casos donde el valor de abandono excede el valor presente de los flujos de caja futuros resultará más beneficioso la decisión de abandono, aun cuando se está obteniendo un VPN positivo. En general, la opción de abandono reduce el riesgo de fracaso de un proyecto y debe considerarse desde su análisis.

La posibilidad de posponer la inversión mediante una opción de diferir, proporciona un tiempo adicional para examinar la tendencia de los acontecimientos futuros, reduciendo al mismo tiempo, la posibilidad de incurrir en costosos errores debido a que los acontecimientos se han desarrollado en contra de lo previsto. Cuanto mayor sea el intervalo de tiempo (T), que se tiene de margen para demorar la decisión final, mayor será la posibilidad de que los acontecimientos se desarrollen de forma favorable aumentando la rentabilidad del proyecto. Es evidente, que si dichos acontecimientos fuesen contrarios a los intereses del decisor, éste renunciaría a realizar el proyecto evitando así una pérdida innecesaria.

En contraste con lo anterior, la opción de aplazar la decisión de inversión tiene unos costos implícitos que pueden soportar el ejercicio anticipado de la misma; pues durante el tiempo que se aplaze la inversión se dejan de percibir unos flujos de caja, la competencia puede tomar ventaja y aprovechar la oportunidad de inversión, entre otras. Por ello, esta opción es más valiosa en proyectos donde una empresa tiene derechos exclusivos para invertir en un proyecto y va perdiendo valor conforme las barreras de entrada desaparezcán.

Al comparar los resultados obtenidos con la opción de abandono y diferir se tiene que la opción de diferir incrementa en mayor medida el valor del proyecto; por lo cual, se puede pensar en no desistir definitivamente del proyecto, sino esperar a tener mayor conocimiento del mercado antes de realizar la inversión.

Existe un valor de volatilidad tanto para la opción de abandono como para la opción de diferir a partir del cual el valor de dichas opciones y por ende el valor del proyecto con flexibilidad permanece constante.

Finalmente, la evaluación de proyectos con opciones reales además de adquirir valor en entornos de alta incertidumbre y volatilidad, abre el pensamiento a nuevas estrategias de negocios y crea una nueva visión para idear proyectos.

## 5.2 Recomendaciones

Para efectos de simplicidad de este modelo y acorde con las herramientas tecnológicas disponibles, se utilizó una resolución mensual en el modelo de generación, sin embargo de esta forma se pierde parte de la variabilidad, por lo cual se recomienda para estudios posteriores hacer uso de la resolución diaria.

Se recomienda el desarrollo de algunos trabajos futuros utilizando otro tipo de opciones como las sintéticas, compuestas y exóticas, así como incluir un análisis de complementariedad con otras energías. De igual forma, se puede incluir la curva de aprendizaje y su efecto en los costos de inversión y generación.



# Anexo A: Pronóstico del precio de la energía

En la proyección de los precios de la energía se sigue la metodología aplicada por Chica y Marín (2014) en su trabajo “Modelo de pronóstico para el precio promedio diario del KWH en la bolsa de energía de Colombia (TX1)” dentro de la Especialización en Bolsa y Banca.

Para este propósito, se compara el modelo Exponencial de Heteroscedasticidad Condicional Aurregresiva Generalizada (EGARCH) con uno de Redes Neuronales Artificiales (ANN) utilizando una muestra de datos promedio mensuales que van desde febrero del 2001 hasta junio de 2015 con medidas simétricas y asimétricas de selección de modelos.

La consideración de estos modelos se soporta en la necesidad de buscar alternativas de modelación más flexibles que permitan capturar la dinámica de los activos de energía. Los modelos de Heteroscedasticidad Condicional Autorregresiva han mostrado buenos resultados para la captura de la volatilidad de los activos, permiten modelar la media y la varianza conjuntamente, lo que posibilita incluir en la información de los inversionistas patrones especiales de la varianza, la covarianza y la auto correlación. En el caso de las Redes Neuronales Artificiales presentan buenos resultados en la aproximación de diversas metodologías estadísticas tradicionales, como son los modelos de regresión simple, regresión no lineal, análisis discriminante y regresión logística, árboles de clasificación y metodologías paramétricas y no paramétricas en la estimación de la función de densidad.

## Modelo Exponencial de Heteroscedasticidad Condicional Aurregresiva Generalizada

Nelson (1991) introdujo el modelo EGARCH de órdenes  $m$  y  $s$ , o EGARCH ( $m,s$ ) dado por:

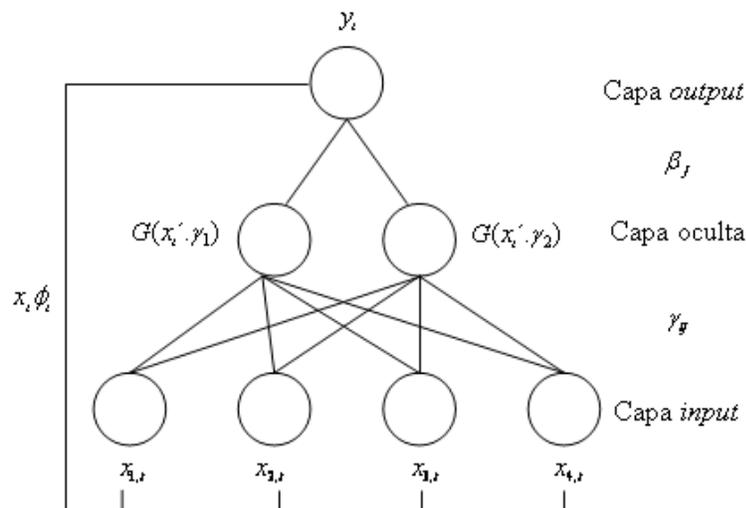
$$\ln(\sigma_t^2) = \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \alpha_i \frac{|\alpha_{t-i}| + \gamma_i a_{t-i}}{\sigma_{t-i}} + \sum_{j=1}^s \beta_j \ln(\sigma_{t-j}^2)$$

Este modelo es la mejor extensión de los modelos ARCH para capturar los patrones exhibidos por las series financieras; pues además de suponer que la varianza condicionada a la información pasada no es constante captura periodos de altas y bajas volatilidades ocasionadas por la incertidumbre del mercado, tiene en cuenta la asimetría y la curtosis, lo cual permite capturar los comportamientos ocasionados por malas y buenas noticias que impactan de forma asimétrica el retorno de los activos.

### Redes Neuronales Artificiales

La arquitectura de ANN más usada en la literatura y empleada en la actual investigación es la red multicapa de una capa o superficie oculta “aumentada” (“augmented” hidden layer feed forward network). Como se puede visualizar en la Figura A.1, esta presenta una estructura de capas cuyo propósito es procesar la información de forma interconectada, no paramétrica y no lineal, pasando desde la capa de variables de entrada (variables independientes o explicativas), a la capa oculta (función de activación no lineal), y finalmente a la de salida (variable dependiente), todo por medio un proceso de retroalimentación que le permite a la red un nivel de generalización en la búsqueda de un resultado óptimo (Kuan y White., 1994).

**Figura A.1:** Red neuronal artificial.



Fuente: Frances y Dijk (1999).

Sean  $\{y_t\}_{t=1}^n$  una serie de tiempo estrictamente estacionaria como variable de salida y  $x_t = (1, \tilde{x}_t)'$  una matriz de  $r$  variables exógenas  $x_{j,t}$  con sus  $m$  rezagos. Entonces, el modelo de ANN es definido como (Frances y Dijk, 1999)

$$y_t = F(x_t; \Theta) + \varepsilon_t$$

### Selección del mejor modelo de pronóstico

Para realizar la comparación entre los modelos propuestos y elegir el de mejor pronóstico primero se selecciona el modelo de redes neuronales de mejor desempeño y este se compara con el modelo EGARCH por medio de un conjunto de medidas de evaluación de pronóstico simétricas y asimétricas.

La selección de la mejor neurona del modelo con medidas de desempeño dentro y fuera del periodo de estimación se hizo teniendo en cuenta los resultados presentados en la Tabla A.1.

**Tabla A.1:** Resultado de las medidas de desempeño dentro y fuera del periodo del periodo de estimación para el modelo de redes neuronales de 2 a 11 neuronas

Neurona	RMSE	RMSPE	MAE	MAPE	UTHEIL	LINLIN
En el periodo de entrenamiento						
2	0,1131		0,0807		140.285.310	0,2176
3	0,1053		0,0735		130.592.469	0,2041
4	0,0925		0,0703		114.702.176	0,2238
5	0,0854		0,0640		105.868.114	0,1950
6	0,0829		0,0631		102.748.514	0,2022
7	0,0797		0,0590		0,9876	0,1840
8	0,0776		0,0571		0,9617	0,1829
9	0,0736		0,0541		0,9128	0,1760
10	0,0756		0,0565		0,9379	0,1847
11	0,0659		0,0495		0,8167	0,1664
Fuera del periodo de entrenamiento						
2	0,1847	42.230.767	0,1209	14.667.142	0,6311	0,2854
3	0,2916	45.576.245	0,1876	18.433.370	0,9963	0,5414
4	0,4136	66.217.956	0,2635	26.496.931	14.133.778	0,7149
5	0,2650	35.362.340	0,1596	15.042.655	0,9057	0,5214
6	0,1778	43.012.669	0,1155	14.891.080	0,6077	0,2970
7	0,3220	54.280.427	0,2027	20.772.426	11.004.290	0,5382
8	0,2707	49.585.599	0,1645	18.869.955	0,9251	0,4814
9	0,2777	39.879.105	0,1716	16.546.077	0,9488	0,5156
10	0,3643	70.995.925	0,2332	26.262.029	12.449.900	0,7426
11	0,2869	55.519.517	0,2193	22.229.699	0,9802	0,5971

Fuente: Elaboración propia

Para las medidas de desempeño dentro de muestra el modelo con 11 neuronas es el mejor y fuera del periodo de entrenamiento el que presenta los mejores resultados en términos generales es la red con 8 neuronas.

En cuanto al primer resultado (en el periodo de entrenamiento) no es de extrañar este resultado ya que la arquitectura de la ANN entre más neuronas utiliza, llega al nivel que en lugar de entrenarse para la predicción de la variable de salida (o dependiente) memoriza los datos, perdiendo robustez en la capacidad de pronóstico. Por ello, es necesario evaluar el desempeño del modelo fuera de muestra, lo que implica la selección del modelo con ocho neuronas como el de mejor desempeño.

En la tabla A.2 se comparan los resultados del modelo de redes neuronales para ocho neuronas con el modelo EGARCH.

**Tabla A.2.** Resumen resultados modelo EGARCH y esquema de redes neuronales con nueve neuronas fuera del periodo de estimación (pronósticos)

Modelos	RMSE	RMSPE	MAE	MAPE	UTHEIL	LINLIN
EGARCH	0,6854	7,1618	0,6644	4,34288	2,3421	1,4323
ANN (8)	0,2707	49.585.599	0,1645	18.869.955	0,9251	0,4814

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar en la Tabla A.2 que tanto para medidas simétricas como asimétricas de selección de modelos, la arquitectura de ANN muestra los mejores resultados para explicar el retorno de la electricidad.

## Anexo B: Pronóstico de la velocidad del viento

Para la proyección de la velocidad mensual del viento se elige el modelo Holt-Winters porque éste permite adaptarse fácilmente a cambios en tendencia, incluso captura cambios atípicos que otros modelos estructurales no permiten capturar afectando así los pronósticos, además, permite capturar patrones estacionales marcados, ambas características presentes en la serie original de vientos.

El método de filtrado Holt Winters estima un modelo del siguiente tipo:

$$Y_t = \beta_{0,t} + \beta_{1,t} + S_t + \varepsilon$$

para  $t = 1, \dots, T$

A partir de un algoritmo que permite estimar de forma recursiva los parámetros, como sigue:

$$\mu_t = \alpha(Y_t - S_{t-s}) + (1 - \alpha)(\mu_{t-1} + \beta_{t-1})$$

$$\beta_t = \beta(\mu_t - \mu_{t-1}) + (1 - \beta)\beta_{t-1}$$

$$S_t = \gamma(Y_t - \mu_t) + (1 - \gamma)S_{t-s}$$

Donde  $t = 2, \dots, T$  y  $\alpha, \beta$  y  $\gamma \in (0,1)$  son las constantes de suavizamiento y  $\mu_0, \beta_0, S_{1,\dots,s}$  son valores iniciales dados, tomados como parámetros estimados de las siguientes regresiones:

$$Y_t = \sum_{j=1}^s \delta I_j(t) + \varepsilon$$

$$\hat{\varepsilon}_t = \beta_0 + \beta_1(t) + \eta_t$$

Por su parte los parámetros estimados para el modelo Holt Winters son los que se presentan a continuación:

**Tabla B.1:** Parámetros ajustados del modelo Holt Winters

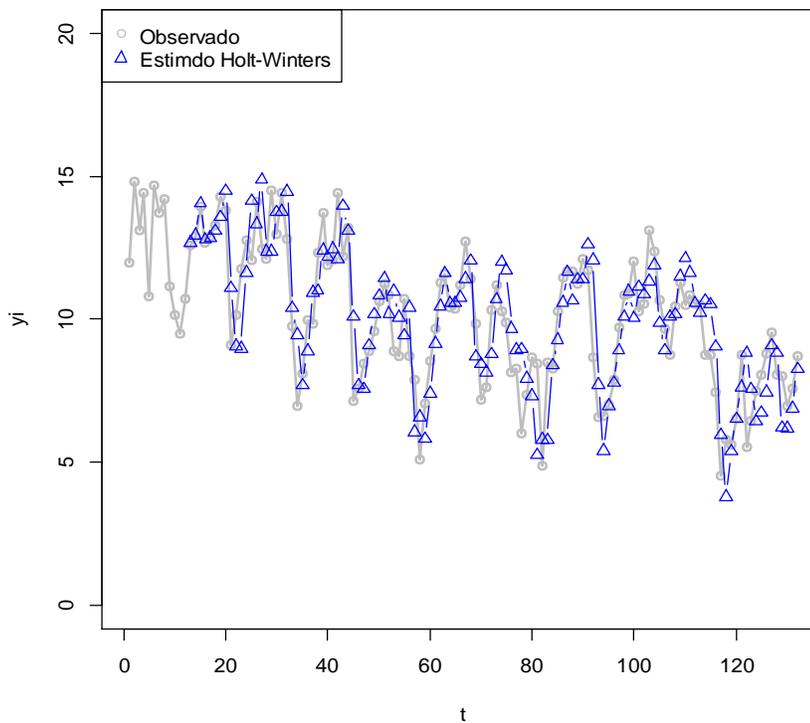
Alpha	Beta	Gamma
0.5338440	0.0000000	0.2700447

Las implicaciones de las anteriores estimaciones sugieren que la componente estacional está cambiando rápidamente ya que el coeficiente estimado para Gamma es cercano a uno, por su parte la estimación del Beta igual a cero, sugiere que la componente tendencial cambian lentamente, mientras Alpha o el intercepto cambia rápidamente.

De hecho para corroborar el ajuste del modelo la siguiente se calcula el estadístico R2 ajustado que con un valor de 0,73 sugiere que el modelo explica el 73% de la varianza de  $\hat{Y}_t$ , indicando un ajuste bueno.

Por su parte la siguiente figura presenta la estimación del modelo para el periodo indicado, evidenciando que la técnica de alisamiento de Holt Winters con estacionalidad, reproduce la serie, indicando que puede adaptarse fácilmente a cambios coyunturales como los que presenta la serie de vientos.

**Figura B.1:** Ajuste serie de vientos con modelo Holt Winters



## Anexo C: Cálculo del $K_e$

Para el cálculo del costo del patrimonio se utilizó la siguiente ecuación:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

Donde,

$K_e$ : Costo del patrimonio o de recursos propios

$R_f$ : Rentabilidad libre de riesgos

$\beta$ : Beta apalancado

$R_m$ : Rentabilidad del mercado

**Tabla C.1:** Parámetros del costo del patrimonio

Costo del patrimonio (CAPM)	Valores para el horizonte
$R_f$	8,55%
$R_m$	14,98%
$R_m - R_f$ : Prima de Mercado	6,43%
$\beta$	0,53
<b><math>K_e = WACC</math></b>	<b>12,0%</b>

Fuente: Elaboración propia

Se supone un costo de patrimonio constante para todo el horizonte. 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 agosto 2026 que es de 8,55% E.A (tomado del Grupo Aval), 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 diarias del Índice General de la Bolsa de Colombia (IGBC) (tomado del Grupo Aval) entre abril de 2005 y septiembre del 2015, estimación que da como resultado 14,98%. Como beta desapalancado se toma 0,53 que es calculado por Damodaran (2015) para las empresas de servicios eléctricos de Estados Unidos. El beta apalancado es igual al desapalancado, ya que no se supone deuda.

## Anexo D: Resultados de la evaluación sin flexibilidad

**Tabla D.1:** Resultado de la evaluación

Años	Utilidad Operativa (UAI)	(-) Impuestos (33%)	Utilidad Neta	(+) Depreciaciones	Flujo de Caja Bruto	(-/+) Incremento KTNO	Flujo de Caja Libre
2016	93.496	30.854	62.642	32.985	95.627	63.839	31.788
2017	157.634	52.019	105.615	32.985	138.600	(44.699)	183.299
2018	56.576	18.670	37.906	32.985	70.891	(9.215)	80.106
2019	112.290	37.056	75.234	32.985	108.220	5.288	102.932
2020	37.214	12.280	24.933	32.985	57.918	(7.035)	64.953
2021	62.838	20.737	42.102	32.985	75.087	2.335	72.752
2022	125.323	41.357	83.966	32.985	116.952	6.110	110.841
2023	82.589	27.254	55.334	32.985	88.320	(3.995)	92.315
2024	82.332	27.169	55.162	32.985	88.148	19	88.129
2025	103.763	34.242	69.521	32.985	102.506	2.008	100.498
2026	103.333	34.100	69.233	32.985	102.218	47	102.171
2027	94.155	31.071	63.084	32.985	96.069	(643)	96.712
2028	54.169	17.876	36.293	32.985	69.278	(3.866)	73.144
2029	32.907	10.859	22.048	32.985	55.033	(1.961)	56.995
2030	133.096	43.922	89.174	32.985	122.159	9.669	112.491
2031	70.384	23.227	47.157	32.985	80.142	(5.847)	85.989
2032	58.538	19.317	39.220	32.985	72.206	(1.033)	73.239
2033	37.953	12.525	25.429	32.985	58.414	(1.826)	60.240
2034	70.747	23.346	47.400	32.985	80.386	3.113	77.272
2035	114.339	37.732	76.607	32.985	109.592	4.241	105.352
2036	-	-	-	-	-	-	19.702
<b>Ke=WACC</b>							<b>12%</b>
<b>VP(FCL)</b>							<b>681.441</b>
<b>Inversión inicial</b>							<b>660.133</b>
<b>VPN</b>							<b>21.308</b>

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

En el cuadro D.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.

A partir de esa velocidad se calcula el factor de utilización teniendo en cuenta la curva de potencia del aerogenerador N117/3000. Dicho factor permite calcular la energía generada de acuerdo con la capacidad instalada de 120 MW y los días de operación. Los ingresos son el producto de esta energía generada por el precio de la energía en bolsa promedio calculada a partir de un modelo de redes neuronales artificiales, tal como se muestra en el Anexo A.

Costos fijos y Costos variables se determinan teniendo en cuenta los resultados de costos nivelados que presenta CorpoEma (2010) en el estudio contratado por la UPME, los cuales son los mismos que publicó el ESMAP en el 2007 para capacidades de 10 MW y 100 MW. Para los costos fijos se hizo un ajuste teniendo en cuenta el resultado presentado por la UPME en el documento de Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia (2015). Con el fin de quitar el efecto del comportamiento de la TRM en los últimos años, se actualizaron los valores obtenidos con los IPC de USA hasta el 2015 y se llevan a pesos con la TRM del 30 de septiembre de 2015.

Para proyectar el capital de trabajo se asume que en cada año 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 el efectivo corresponde a los impuestos por pagar de cada año que se deben pagar en el año siguiente, la depreciación, entre otros. La inversión inicial se determina como se muestra en la Tabla D.5. Los activos fijos se deprecian a 20 años con el método de línea recta, excepto el terreno. No se supone inversión en activo fijo durante la operación del proyecto.

Con estos datos se hace la proyección anual del balance general, estado de resultados y el capital de trabajo operativo que se pueden ver en las Tablas D.2, D.3 y D.4, respectivamente.

**Tabla D.2:** Cálculo del capital de trabajo operativo.

<b>Años</b>	<b>Disponible</b>	<b>Cuentas por Cobrar</b>	<b>Inventario de Repuesto</b>	<b>Total activo corriente</b>	<b>Variación de capital de trabajo</b>
2016	51.776	11.848	215	63.839	63.839
2017	1.699	17.222	220	19.140	(44.699)
2018	871	8.830	225	9.925	(9.215)
2019	1.343	13.620	249	15.213	5.288
2020	714	7.236	228	8.178	(7.035)
2021	923	9.363	226	10.512	2.335
2022	1.467	14.878	277	16.623	6.110
2023	1.110	11.252	266	12.628	(3.995)
2024	1.111	11.264	272	12.647	19
2025	1.291	13.086	278	14.655	2.008
2026	1.294	13.119	289	14.702	47
2027	1.234	12.511	315	14.060	(643)
2028	889	9.016	288	10.194	(3.866)
2029	713	7.233	286	8.233	(1.961)
2030	1.576	15.975	351	17.901	9.669
2031	1.052	10.665	337	12.055	(5.847)
2032	959	9.719	344	11.021	(1.033)
2033	794	8.050	351	9.195	(1.826)
2034	1.072	10.871	366	12.309	3.113
2035	1.450	14.701	398	16.549	4.241

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

**Tabla D.3:** Balance general.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Disponible		51.776	100.548	108.572	155.128	169.743	209.060	257.099	279.619	312.502	350.731
Cuentas por cobrar		11.848	17.222	8.830	13.620	7.236	9.363	14.878	11.252	11.264	13.086
Inventario		215	220	225	249	228	226	277	266	272	278
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	-	63.839	117.990	117.626	168.997	177.207	218.649	272.254	291.137	324.037	364.095
Activo fijo bruto	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
Depreciación acumulada		32.985	65.971	98.956	131.941	164.927	197.912	230.897	263.883	296.868	329.853
<b>ACTIVO FIJO NETO</b>	660.133	627.147	594.162	561.177	528.191	495.206	462.221	429.235	396.250	363.265	330.279
<b>TOTAL ACTIVO</b>	660.133	690.986	712.152	678.802	697.188	672.413	680.869	701.489	687.387	687.302	694.374
Impuestos por pagar	0	30.854	52.019	18.670	37.056	12.280	20.737	41.357	27.254	27.169	34.242
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	-	30.854	52.019	18.670	37.056	12.280	20.737	41.357	27.254	27.169	34.242
<b>TOTAL PASIVO</b>	-	30.854	52.019	18.670	37.056	12.280	20.737	41.357	27.254	27.169	34.242
Capital social	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
Reserva legal											
Utilidad retenida	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad del periodo	0	62.642	105.615	37.906	75.234	24.933	42.102	83.966	55.334	55.162	69.521
Dividendos	0	62.642	105.615	37.906	75.234	24.933	42.102	83.966	55.334	55.162	69.521
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
<b>TOTAL PASIVO + PATRIMONIO</b>	660.133	690.986	712.152	678.802	697.188	672.413	680.869	701.489	687.387	687.302	694.374

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

**Tabla D.3:** (Continuación)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Disponible	383.530	414.070	437.380	465.135	522.376	539.989	570.005	597.859	638.831	682.339
Cuentas por cobrar	13.119	12.511	9.016	7.233	15.975	10.665	9.719	8.050	10.871	14.701
Inventario	289	315	288	286	351	337	344	351	366	398
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	396.938	426.895	446.685	472.654	538.701	550.992	580.068	606.261	650.068	697.438
Activo fijo bruto	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
Depreciación acumulada	362.839	395.824	428.809	461.795	494.780	527.765	560.751	593.736	626.721	659.707
<b>ACTIVO FIJO NETO</b>	297.294	264.309	231.323	198.338	165.353	132.367	99.382	66.397	33.411	426
<b>TOTAL ACTIVO</b>	694.232	691.204	678.008	670.992	704.054	683.359	679.450	672.657	683.479	697.864
Impuestos por pagar	34.100	31.071	17.876	10.859	43.922	23.227	19.317	12.525	23.346	37.732
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	34.100	31.071	17.876	10.859	43.922	23.227	19.317	12.525	23.346	37.732
<b>TOTAL PASIVO</b>	34.100	31.071	17.876	10.859	43.922	23.227	19.317	12.525	23.346	37.732
Capital social	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
Reserva legal										
Utilidad retenida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad del periodo	69.233	63.084	36.293	22.048	89.174	47.157	39.220	25.429	47.400	76.607
Dividendos	69.233	63.084	36.293	22.048	89.174	47.157	39.220	25.429	47.400	76.607
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133	660.133
<b>TOTAL PASIVO + PATRIMONIO</b>	694.232	691.204	678.008	670.992	704.054	683.359	679.450	672.657	683.479	697.864

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

**Tabla D.4:** Estado de resultado

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS	142.176	206.661	105.955	163.444	86.832	112.351	178.537	135.020	135.167	157.036
COSTOS	15.695	16.042	16.394	18.168	16.633	16.528	20.229	19.446	19.850	20.288
Costos fijos	11.387	11.728	12.080	12.442	12.816	13.200	13.596	14.004	14.424	14.857
Costos variables	4.308	4.313	4.313	5.726	3.817	3.328	6.633	5.442	5.425	5.431
UTILIDAD BRUTA	126.481	190.619	89.561	145.276	70.199	95.823	158.308	115.574	115.317	136.748
Depreciación	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985
UTILIDAD OPERATIVA (UAI)	93.496	157.634	56.576	112.290	37.214	62.838	125.323	82.589	82.332	103.763
Impuesto	30.854	52.019	18.670	37.056	12.280	20.737	41.357	27.254	27.169	34.242
UTILIDAD NETA	62.642	105.615	37.906	75.234	24.933	42.102	83.966	55.334	55.162	69.521

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
INGRESOS	157.431	150.129	108.195	86.794	191.698	127.986	116.627	96.596	130.446	176.412
COSTOS	21.112	22.988	21.041	20.901	25.617	24.617	25.104	25.658	26.714	29.087
Costos fijos	15.303	15.762	16.235	16.722	17.223	17.740	18.272	18.820	19.385	19.967
Costos variables	5.810	7.226	4.807	4.179	8.394	6.877	6.832	6.837	7.329	9.121
UTILIDAD BRUTA	136.318	127.141	87.154	65.893	166.081	103.369	91.523	70.939	103.732	147.324
Depreciación	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985	32.985
UTILIDAD OPERATIVA (UAI)	103.333	94.155	54.169	32.907	133.096	70.384	58.538	37.953	70.747	114.339
Impuesto	34.100	31.071	17.876	10.859	43.922	23.227	19.317	12.525	23.346	37.732
UTILIDAD NETA	69.233	63.084	36.293	22.048	89.174	47.157	39.220	25.429	47.400	76.607

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

**Tabla D.5:** Inversión inicial

Concepto	Costo total (USD)	Costo total (Millones de pesos)
<b>INFRAESTRUCTURA</b>		
Predios (ha)	136.449	426
Vías de acceso	3.358.361	10.485
Campamentos y oficinas	935.653	2.921
Fundaciones y plazoletas de maniobra	-	-
Imprevistos de construcción	644.102	2.011
Costo total de la infraestructura	5.074.565	15.842
<b>EQUIPOS</b>		
Líneas de conexión	1.461.958	4.564
Subestación	10.021.124	31.285
Aerogeneradores	155.030.349	483.995
Imprevistos equipos	7.751.517	24.200
Costo total de los equipos	174.264.948	544.045
<b>OTROS COSTOS</b>		
Ingeniería	25.621.117	79.988
Financieros preoperativos	3.894.252	12.158
Estudios e investigaciones	1.550.303	4.840
Inversiones Ambientales	1.044.274	3.260
Costo total otros costos	32.109.947	100.245
<b>Total costos de inversión</b>	<b>211.449.460</b>	<b>660.133</b>
Overnight costo de inversión (USD/kW)	1.762	

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

Se determina con base en los estudios contratados por la UPME y ESMAP, teniendo en cuenta el concepto de costos nivelados y las particularidades del parque que se pretende construir. El costo se determina en dólar y se actualiza con la TRM para el 2015.

# Anexo E: Resultados de la evaluación con FCL sin flexibilidad – N80/2500

**Tabla E.1:** Resultado de la evaluación – N80/2500

Años	Utilidad Operativa (UAI)	(-) Impuestos (33%)	Utilidad Neta	(+) Depreciaciones	Flujo de Caja Bruto	(-+) Incremento KTNO	Flujo de Caja Libre
2016	46.612	15.382	31.230	27.034	58.264	42.416	15.848
2017	85.695	28.279	57.416	27.034	84.450	(30.581)	115.031
2018	31.827	10.503	21.324	27.034	48.358	(4.895)	53.253
2019	70.631	23.308	47.323	27.034	74.357	3.733	70.624
2020	11.596	3.827	7.769	27.034	34.804	(5.535)	40.339
2021	20.658	6.817	13.841	27.034	40.875	811	40.065
2022	109.054	35.988	73.066	27.034	100.101	8.556	91.544
2023	56.525	18.653	37.872	27.034	64.906	(4.931)	69.837
2024	40.166	13.255	26.911	27.034	53.946	(1.548)	55.493
2025	51.618	17.034	34.584	27.034	61.618	1.090	60.528
2026	60.406	19.934	40.472	27.034	67.507	916	66.591
2027	55.663	18.369	37.294	27.034	64.328	(271)	64.599
2028	22.396	7.391	15.005	27.034	42.040	(3.210)	45.250
2029	1.314	434	880	27.034	27.915	(1.954)	29.869
2030	115.071	37.973	77.098	27.034	104.132	11.001	93.131
2031	48.091	15.870	32.221	27.034	59.255	(6.286)	65.541
2032	23.398	7.721	15.677	27.034	42.711	(2.325)	45.036
2033	8.417	2.778	5.639	27.034	32.674	(1.318)	33.992
2034	35.624	11.756	23.868	27.034	50.903	2.632	48.271
2035	67.617	22.314	45.303	27.034	72.338	3.135	69.203
2036	-	-	-	-	-	-	15.702
<b>Ke=WACC</b>							<b>12,0%</b>
<b>VP(FCL)</b>							<b>447.276</b>
<b>Inversión inicial</b>							<b>541.036</b>
<b>VPN</b>							<b>(93.760)</b>

Cifras en millones de pesos. Fuente: Elaboración propia

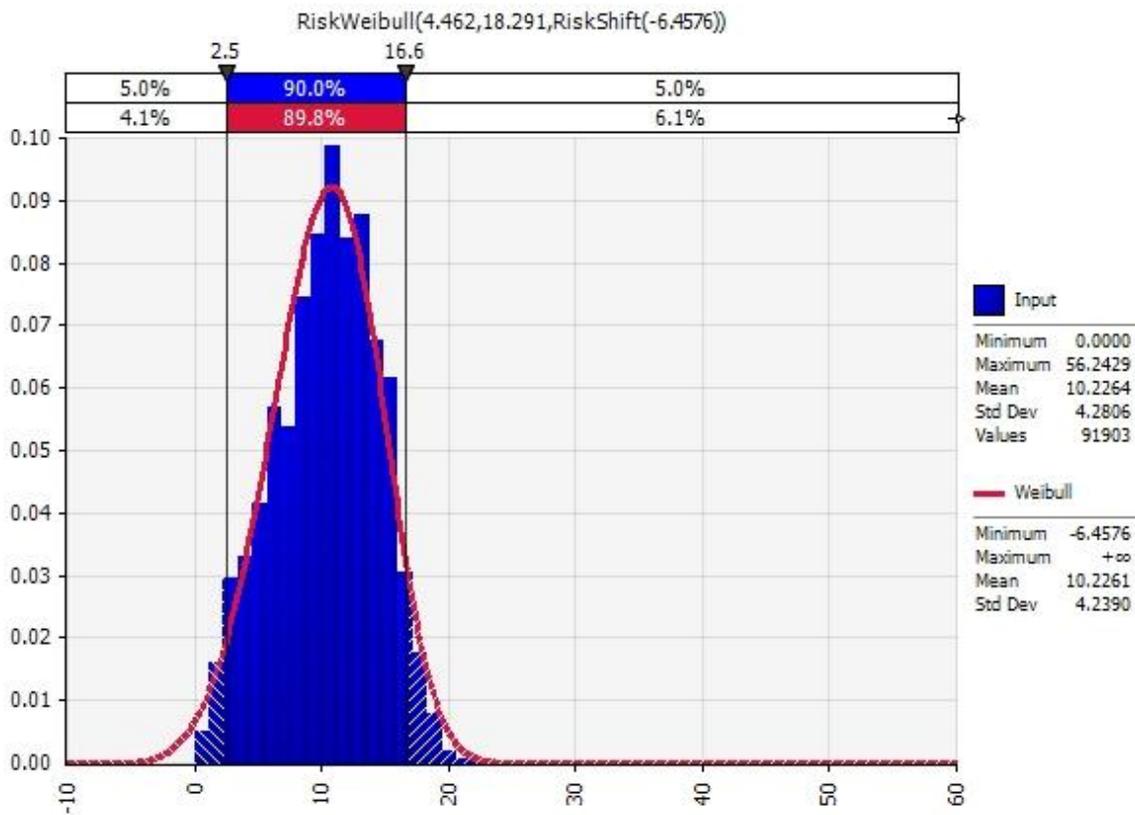
# Anexo F: Cálculo de la volatilidad

En este anexo se muestra el comportamiento de las variables del modelo estocástico para el cálculo de la volatilidad futura implícita.

## Análisis de las variables estocásticas

La figura F.1 muestra el resultado de la distribución de probabilidad de las serie de tiempo de la velocidad del viento en Colombia.

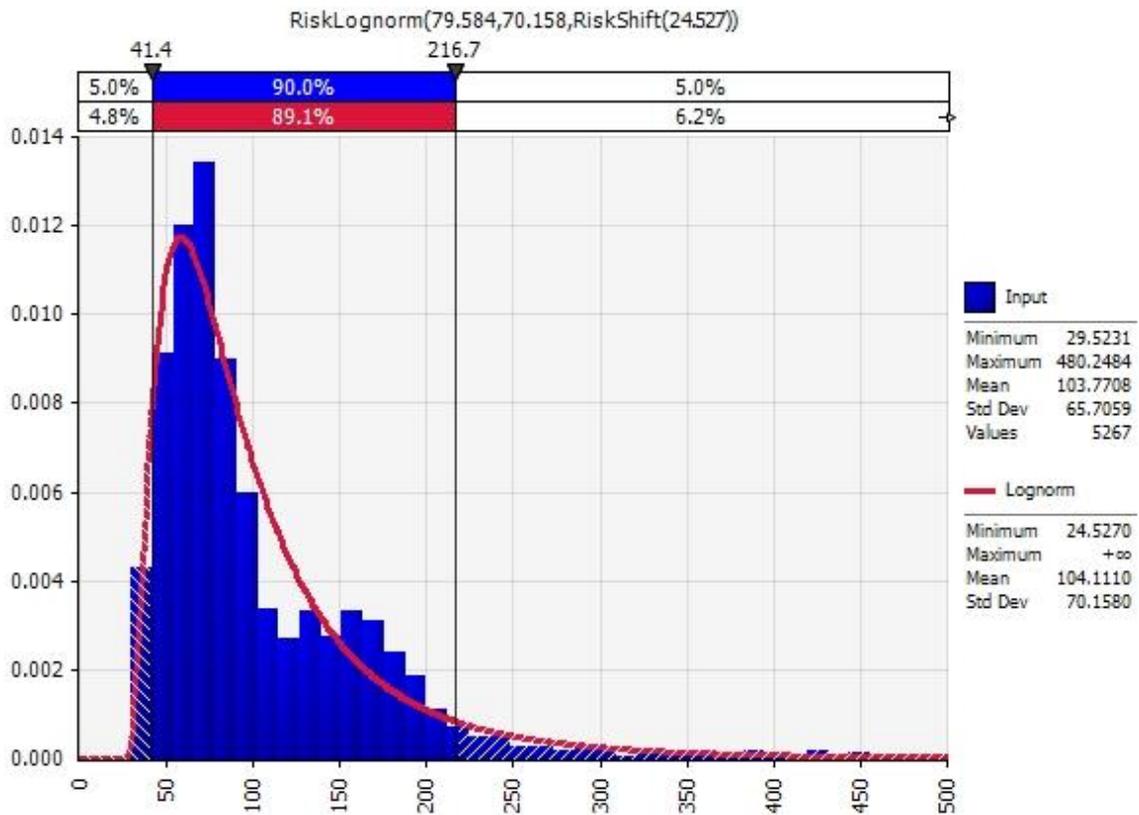
**Figura F.1:** Distribución de la variable viento



Fuente: Elaboración propia

En la Figura F.1 se muestra que la velocidad del viento sigue una distribución Weibull. Para los precios de la energía eléctrica se tiene una distribución Lognormal (ver figura F.2). Para ambas distribuciones se utilizó la prueba de bondad de ajuste de Kolmogorov Smirnov

**Figura F.2:** Distribución de la variable precio

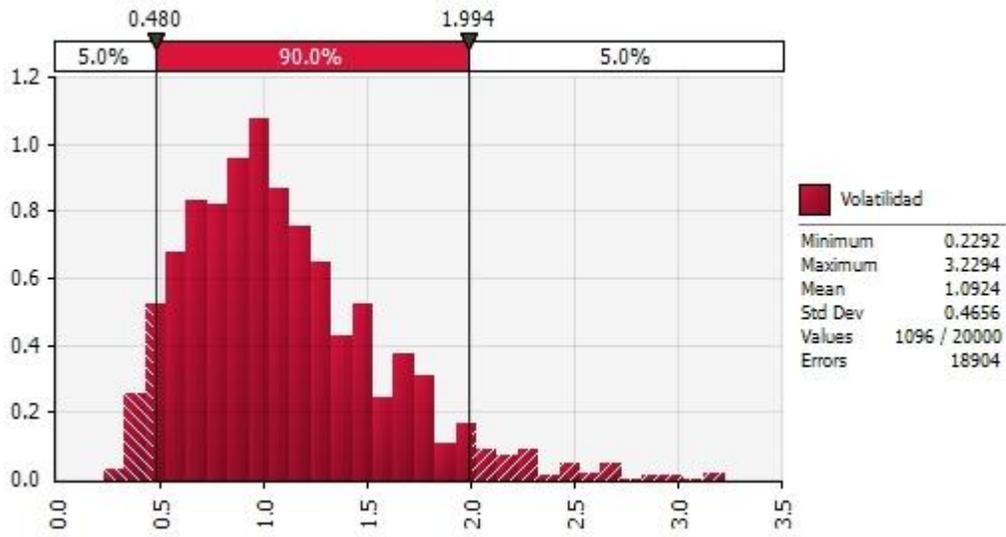


Fuente: Elaboración propia

Resultado de la velocidad implícita

Al realizar el proceso de simulación con 20.000 iteraciones, se obtiene una volatilidad del 109,24% para los FCL, considerada la volatilidad del proyecto, tal como se muestra en la Figura F.3.

**Figura F.3:** Distribución de la volatilidad implícita



Fuente: Elaboración propia

## 6. Bibliografía

- Amram, M., & Kulatilaka, N. (2000). Opciones reales: evaluación de inversiones en un mundo incierto. Gestión 2000.
- Antikarov, V., & Copeland, T. (2001). Real options: A practitioner's guide. New York.
- Antonio, M., & Camargo, C. (2015). PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA : IDEARIO ENERGÉTICO 2050.
- Arrow, K. (1962). The Economic Implications of Learning by Doing. The Review of Economic Studies, 29(3), 155–173.
- Banco de la Republica, Banco Central de Colombia. (2015). Consultado en: <http://www.banrep.gov.co/>. Colombia.
- Barria, C., & Rudnick, H. (2011). Investment under uncertainty in power generation: integrated electricity prices modeling and real options approach. Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), 9(5), 785-792.
- Barroso, M. M., & Iniesta, J. B. (2014). A valuation of wind power projects in Germany using real regulatory options. Energy, 77, 422-433.
- Bednyagin, D., & Gnansounou, E. (2011). Real options valuation of fusion energy R&D programme. Energy Policy, 39(1), 116-130.
- Berrio, M. M. (2014). Diversificación de la canasta eléctrica colombiana considerando costos de emisiones de CO<sub>2</sub>. (Tesis inédita de maestría). Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. The journal of political economy, 637-654.
- Blanco, G., Olsina, F., Garces, F., & Rehtanz, C. (2011). Real option valuation of FACTS investments based on the Least Square Monte Carlo method. Power Systems, IEEE Transactions on, 26(3), 1389-1398.
- Bøckman, T., Fleten, S.-E., Juliussen, E., Langhammer, H. J., & Revdal, I. (2008). Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects. European Journal of Operational Research, 190(1), 255-267.

- Bolinger, M., & Wiser, R. (2011). Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade. LBNL-5119E. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Bonis, S. A. (2009). La valoración de opciones reales con múltiples fuentes de incertidumbre (pp. 235-256). Presentado en Anales de estudios económicos y empresariales, Servicio de Publicaciones.
- BP. (2014). BP Statistical Review of World Energy 2014. Retrieved from: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>
- Brach, M. A. (2003). Real options in practice (Vol. 198). John Wiley & Sons.
- Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470–4482. doi:10.1016/j.rser.2011.07.104
- Calle, A. M., & Tamayo, V. M. (2009). Decisiones de inversión a través de opciones reales. *Estudios Gerenciales*, 25(111), 107-126. [http://doi.org/10.1016/S0123-5923\(09\)70073-7](http://doi.org/10.1016/S0123-5923(09)70073-7)
- Cameron, C. P., & Goodrich, A. C. (2010). The levelized cost of energy for distributed PV: A parametric study (pp. 000529-000534). Presentado en Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE, IEEE.
- Caspary, G. (2009). Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. *Energy Economics*, 31(3), 443–449. doi:10.1016/j.eneco.2008.12.007
- Ceña, A., & Simonot, E. (2011). The Cost of Wind Energy. Spanish Wind Energy Association (AEE) contribution to IEA Task 26.
- Ceseña, E. M., Mutale, J., & Rivas-Dávalos, F. (2013). Real options theory applied to electricity generation projects: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 573-581.
- Cheng, H., Hou, Y., & Wu, F. (2010). Wind power investment in thermal system and emissions reduction (pp. 1-8). Presentado en Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, IEEE.
- Chica, O. J & Marín, Q.J (2014). Modelo de pronóstico para el precio promedio diario del KWH en la bolsa de energía de Colombia (TX1). (Tesis inédita de especialización). Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia.

- Constantinides, G. M. (1978). Market risk adjustment in project valuation. *The Journal of Finance*, 33(2), 603-616.
- Corporación para la energía y el medio ambiente (CORPOEMA). (2010). Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE).
- Corpus, M. G. (2011). Valoración de empresas hidroeléctricas mediante opciones reales. (Tesis inédita de maestría). Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of financial Economics*, 7(3), 229-263.
- Damodaran. (2015). Consultado en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. United States.
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T., & Velosa, A. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, 4(9), 3133-3139.
- Davis, G. A. (1998). Estimating volatility and dividend yield when valuing real options to invest or abandon. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 38(3), 725-754.
- Davis, G. A., & Owens, B. (2003). Optimizing the level of renewable electric R&D expenditures using real options analysis. *Energy Policy*, 31(15), 1589-1608.
- DEA. (1999). Danish Energy Agency. Wind Power in Denmark: Technologies, Policies, and Results.
- De Moraes Marreco, J., & Carpio, L. G. T. (2006). Flexibility valuation in the Brazilian power system: A real options approach. *Energy Policy*, 34(18), 3749-3756.
- Deng, S.-J., Johnson, B., & Sogomonian, A. (2001). Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. *Decision Support Systems*, 30(3), 383-392.
- Deng, S., & Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6), 940-953.
- Dixit, A., & Pindyck, R. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton university press.
- Dixit, A., & Pindyck, R. (1995). *The options approach to capital investment*. Cambridge: Harvard Business Review.

- Dykes, K., & Neufville, R. de. (2008). Real options for a wind farm in Wapakoneta, Ohio: incorporating uncertainty into economic feasibility studies for community wind. Presentado en Paper submitted for the World Wind Energy Conference of.
- Energy Information Administration. (2010). International energy outlook 2009. Department of Energy.
- Energy sector management assistance program (ESMAP). (2007). World Bank. Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies.
- Espinoza, R. D., & Rojo, J. (2015). Using DNPV for valuing investments in the energy sector: A solar project case study. *Renewable Energy*, 75, 44-49.
- EPM. (2015). Parque Eólico Jepírachi. Consultado en: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>
- Flavin, C., Gonzalez, M., Majano, A. M., Ochs, A., Rocha Oliveira, M. G. da, & Tagwerker, P. (2014). Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. Retrieved from [http://www.worldwatch.org/system/files/Study-on-the-Development-of-the-Renewable-Energy-Market-in-Latin-America-and-the-Caribbean\\_IDB\\_2014.pdf](http://www.worldwatch.org/system/files/Study-on-the-Development-of-the-Renewable-Energy-Market-in-Latin-America-and-the-Caribbean_IDB_2014.pdf)
- Fleten, S.-E., & Maribu, K. M. (2004). Investment timing and capacity choice for small-scale wind power under uncertainty. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Fleten, S.-E., & Näsäkkälä, E. (2010). Gas-fired power plants: Investment timing, operating flexibility and CO<sub>2</sub> capture. *Energy Economics*, 32(4), 805-816.
- Frances, H. P. y Dijk, D. (1999) *Nonlinear time series models in empirical finance*. Cambridge: Cambridge University Press
- Gollier, C., Prout, D., Thais, F., & Walgenwitz, G. (2005). Choice of nuclear power investments under price uncertainty: valuing modularity. *Energy Economics*, 27(4), 667-685.
- Gómez, G. C. (2012). Construcción de un portafolio hidroeólico con enfoque estocástico para generadores en el sistema eléctrico colombiano. (Tesis inédita de maestría). Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Grupo Aval. (2015). Consultado en: <https://www.grupoaval.com>. Colombia.

- GWEC. (2015). Global Wind Energy Council. GLOBAL WIND STATISTICS. Retrieved from [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC\\_GlobalWindStats2014\\_FINAL\\_10.2.2015.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/GWEC_GlobalWindStats2014_FINAL_10.2.2015.pdf)
- Haas, R., Lettner, G., Auer, H., & Duic, N. (2013). The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally. *Energy*, 57, 38–43. doi:10.1016/j.energy.2013.04.034
- Hayes, R. H., & Garvin, D. A. (1982). Managing as if tomorrow mattered. *Harvard Business Review*, 60(3), 70-79.
- Hedman, K. W., & Sheblé, G. B. (2006). Comparing hedging methods for wind power: Using pumped storage hydro units vs. options purchasing (pp. 1-6). Presentado en Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on, IEEE.
- Herath, H. S., & Park, C. S. (1999). Economic analysis of R&D projects: an options approach. *The Engineering Economist*, 44(1), 1-35.
- IDEAM. (2006). ATLAS DE VIENTO Y ENERGIA EÓLICA DE COLOMBIA 2006. Retrieved from <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/viento-energia-eolica>
- IEA. (2013). RE-COST Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. nonrenewable technologies. Retrieved from <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2013/07/20130710-RE-COST-FINAL-REPORT.pdf>
- IPCC. (2011). RENEWABLE ENERGY SOURCES AND CLIMATE CHANGE MITIGATION SUMMARY FOR POLICYMAKERS AND TECHNICAL SUMMARY. Retrieved from [https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN\\_FD\\_SPM\\_final.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf)
- Isaza, F. C., & Botero, S. B. (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397-407.
- Jackson, D., & Persoons, T. (2012). Feasibility study and cost-benefit analysis of tidal energy: a case study for Ireland. Presentado en Fourth international conference on ocean energy October.
- Jamasb, T., & Kohler, J. (2007). Learning curves for energy technology: a critical assessment.
- Jaramillo, O., Saldaña, R., & Miranda, U. (2004). Wind power potential of baja california sur, mexico. *Renewable Energy*, 29(13), 2087-2100.

- Kai, L., & Tiong, R. (2008). Economic Internal Rate of Return (EIRR) Estimation in Vietnam Hydro Power Project. *AACE International Transactions*, IN11.
- Karagiannis, F. E. (2000). Central cogeneration units in Athens-an economical approach (Vol. 3, pp. 1032-1035). Presentado en *Electrotechnical Conference, 2000. MELECON 2000. 10th Mediterranean*, IEEE.
- Kasanen, E., & Trigeorgis, L. (1994). A market utility approach to investment valuation. *European Journal of Operational Research*, 74(2), 294-309.
- Kerekes, T., Koutroulis, E., Eyigun, S., Teodorescu, R., Katsanevakis, M., & Sera, D. (2011). A practical optimization method for designing large PV plants (pp. 2051-2056). Presentado en *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, IEEE.
- Kim, K.-T., Lee, D.-J., & Park, S.-J. (2014). Evaluation of R&D investments in wind power in Korea using real option. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 335-347.
- Kjaerland, F. (2007). A real option analysis of investments in hydropower—The case of Norway. *Energy Policy*, 35(11), 5901-5908.
- Kjærland, F., & Larsen, B. (2010). The value of operational flexibility by adding thermal to hydropower: A real option approach. *Journal of Applied Operational Research*, 2(1), 43-61.
- Kodukula, P., & Papudesu, C. (2006). *Project valuation using real options: a practitioner's guide*. J. Ross Publishing.
- Kogut, B., & Kulatilaka, N. (2001). Capabilities as real options. *Organization Science*, 12(6), 744-758.
- Kuan, C. M. y White, H. (1994). Artificial neural networks: an econometric perspective. *Econometric Reviews*, Vol. 13, No. 1, 1-91.
- Kulatilaka, N. (1988). Valuing the flexibility of flexible manufacturing systems. *Engineering Management, IEEE Transactions on*, 35(4), 250-257.
- Kulatilaka, N. (1993). The value of flexibility: the case of a dual-fuel industrial steam boiler. *Financial Management*, 271-280.
- Kumbaroğlu, G., Madlener, R., & Demirel, M. (2008). A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Economics*, 30(4), 1882-1908.

- Lantz, E., Wiser, R., & Hand, M. (2012). IEA Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy. Retrieved from [https://www.ieawind.org/index\\_page\\_postings/WP2\\_task26.pdf](https://www.ieawind.org/index_page_postings/WP2_task26.pdf)
- Laurikka, H. (2006). Option value of gasification technology within an emissions trading scheme. *Energy Policy*, 34(18), 3916-3928.
- Lee, D., Yun, S., Kim, S., & Jeong, K. (2012). Economic evaluation of offshore wind power demonstration project by the real option method. *Korea Energy Economic Review*, 11(2), 1-26.
- Lee, H., Park, T., Kim, B., Kim, K., & Kim, H. (2013). A real option-based model for promoting sustainable energy projects under the clean development mechanism. *Energy Policy*, 54, 360-368.
- Lee, S.-C. (2011). Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4443-4450.
- Lee, S.-C., & Shih, L.-H. (2010). Renewable energy policy evaluation using real option model—The case of Taiwan. *Energy Economics*, 32, S67-S78.
- Lee, S.-C., & Shih, L.-H. (2011). Enhancing renewable and sustainable energy development based on an options-based policy evaluation framework: case study of wind energy technology in Taiwan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2185-2198.
- Lemming, J. ., P.E, M., Clausen, N. ., & Hjuler Jensen, P. (2009). Contribution to the Chapter on Wind Power in *Energy Technology Perspectives 2008*. Roskilde. Denmark: Risø National Laboratory for Sustainable Energy.
- Luna, A. M. M., Assuad, C. S. A., & Dyner, I. (2004). *Energía Eólica en Colombia: Una aproximación desde las opciones reales*. Fragmento del II Encuentro Colombiano de Dinamica de Sistemas.
- Martinez-Cesena, E. A., & Mutale, J. (2012). Wind power projects planning considering real options for the wind resource assessment. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 3(1), 158-166.
- Martínez-Ceseña, E., & Mutale, J. (2011). Application of an advanced real options approach for renewable energy generation projects planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2087-2094.

- Mascareñas, J. (2007). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas. Universidad Complutense de Madrid. España.
- Mascareñas, J., Lamothe, P., López, F., & De Luna, W. (2010). Opciones Reales: Introducción. Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España.
- Masters, G. M. (2013). Renewable and efficient electric power systems. John Wiley & Sons.
- Maya, C., Hernández, J. D., & Gallego, Ó. M. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. Cuadernos de Administración, 25(44), 193-231.
- Méndez, M., Goyanes, A., & Lamothe, P. (2009). Real options valuation of a wind farm. Universia Business Review.
- Merton, R. C. (1973). Theory of rational option pricing. The Bell Journal of economics and management science, 141-183.
- Moran, D., & Sherrington, C. (2007). An economic assessment of windfarm power generation in Scotland including externalities. Energy Policy, 35(5), 2811-2825.
- Moreira, A., Rocha, K., & David, P. (2004). Thermopower generation investment in Brazil—economic conditions. Energy Policy, 32(1), 91-100.
- Moreno, F., & Martínez-Val, J. M. (2011). Collateral effects of renewable energies deployment in Spain: Impact on thermal power plants performance and management. Energy Policy, 39(10), 6561–6574. doi:10.1016/j.enpol.2011.07.061
- Muneer, W., Bhattacharya, K., & Canizares, C. A. (2011). Large-scale solar PV investment models, tools, and analysis: The Ontario case. Power Systems, IEEE Transactions on, 26(4), 2547-2555.
- Muñoz, J., Contreras, J., Caamano, J., & Correia, P. (2009). Risk assessment of wind power generation project investments based on real options (pp. 1-8). Presentado en PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, IEEE.
- Nagaoka, M. da P. T., ESPERANCINI, M. S. T., VIRGENS FILHO, J. S., MAGALHÃES, A. M., NAGAOKA, M. E., & GUERRA, S. P. S. (2007). Análise de viabilidade económica em co-geração de energia elétrica. Revista Científica Electrónica de Engenharia Florestal-ISSN 1678, 3867.

- Naito, Y., Takashima, R., Kimura, H., & Madarame, H. (2010). Evaluating replacement project of nuclear power plants under uncertainty. *Energy Policy*, 38(3), 1321-1329.
- Nelson, D. B. (1991). Conditional heteroskedasticity in asset returns: a new approach. *Econometrica*, Vol. 59, 347-370.
- Nembhard, H. B., & Aktan, M. (2009). Real options in engineering design, operations, and management. CRC Press.
- Nielsen, P., Lemming, J., Morthorst, P. ., Clausen, N. ., Lawetz, H., Lindboe, H. ., ... Larsen, J. (2010). Vindmøllers Økonomi (The Economy of Wind Power). EUDP 33033-0196. Prepared by EMD International, Aalborg, Denmark.
- Pérez, E., & Osorio, J. A. (2002). Energía, Pobreza y Deterioro Ecológico en Colombia: Introducción a las Energías Alternativas. Todográficas.
- Pindyck, R. S. (1984). Uncertainty in the theory of renewable resource markets. *The Review of Economic Studies*, 51(2), 289-303.
- Pindyck, R. S. (1990). Irreversibility, uncertainty, and investment. National Bureau of Economic Research.
- Pindyck, R. S. (2001). The dynamics of commodity spot and futures markets: a primer. *The Energy Journal*, 1-29.
- Portafolio. (2015). Ante la Upme están registrados tres proyectos eólicos que suman más de 400 MW de capacidad. Retrieved from <http://www.portafolio.co/economia/energia-eolica-colombia-febrero-2015>
- Ren21. (2014). Renewables 2014 Global Status Report (pp. 1–214). Retrieved from [http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014\\_full\\_report\\_low res.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full_report_low res.pdf)
- Rodríguez, Y., Bernal, J., Díaz, Á., & María, P. (2012). La volatilidad de los diferentes modelos de valoración de proyectos evaluados con el método de opciones reales. Universidad de la Sabana.
- Ross, S. M. (1999). An introduction to mathematical finance: options and other topics (Vol. 36). Cambridge university press Cambridge.
- Rothwell, G. (2006). A real options approach to evaluating new nuclear power plants. *The Energy Journal*, 37-53.
- Ruiz, B. J., & Rodríguez-Padilla, V. (2006). Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives. *Energy Policy*, 34, 3684–3690. doi:10.1016/j.enpol.2005.08.007

- Santos, L., Soares, I., Mendes, C., & Ferreira, P. (2014). Real options versus traditional methods to assess renewable energy projects. *Renewable Energy*, 68, 588-594.
- Sathyajith Mathew, K. . P., & Kumar.V, A. (2002). Analysis of wind regimes for energy estimation. *Renewable Energy*, 381–399.
- Siddiqui, A. S., Marnay, C., & Wiser, R. H. (2007). Real options valuation of US federal renewable energy research, development, demonstration, and deployment. *Energy Policy*, 35(1), 265-279.
- Stavy, M. (2002). A Financial Worksheet for Computing the Cost ( $\text{¢/kWh}$ ) of Solar Electricity Generated at Grid Connected Photovoltaic (PV) Generating Plants. *Journal of solar energy engineering*, 124(3), 319-321.
- Tourinho, O. A. (1979). The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach.
- Trigeorgis, L. (1993). Real options and interactions with financial flexibility. *Financial management*, 202-224.
- Tsukamoto, Y., Sugimoto, J., Yokoyama, R., & Zhou, Y. (2006). Economic evaluation and scenario analysis of wind generations based on environment factors. *WSEAS Transactions on Power Systems*, 1(8), 1526.
- UPME. (2013). Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013-2027. Retrieved from [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2013/Plan\\_GT\\_2013-2027\\_Vdefinitiva.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2013/Plan_GT_2013-2027_Vdefinitiva.pdf)
- UPME. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.
- Vasseur, J. P., Barrera, B. J. R., Pérez, J. M., & Gómez, M. G. M. (s. f.). Estimación de la Volatilidad en Opciones Reales para un Proyecto en Colombia.
- Venetsanos, K., Angelopoulou, P., & 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., Cramton, P., Toba, N., Leino, I., & Benoit, P. (2010). Wind energy in Colombia: a framework for market entry. World Bank Publications.
- Willis, H. L. (2000). Distributed power generation: planning and evaluation. CRC Press.
- WWEA. (2014). The World Wind Energy Association 2014 Half-year Report. Retrieved from [http://www.wwindea.org/webimages/WWEA\\_half\\_year\\_report\\_2014.pdf](http://www.wwindea.org/webimages/WWEA_half_year_report_2014.pdf)

- XM. (2015). Los Expertos en Mercados, Plataforma de datos Portal BI. Retrieved from <http://www.xm.com.co>
- Yu, W., Sheblé, G. B., Lopes, J. A. P., & Matos, M. A. (2006). Valuation of switchable tariff for wind energy. *Electric Power Systems Research*, 76(5), 382-388.
- Zambujal-Oliveira, J. (2013). Investments in combined cycle natural gas-fired systems: A real options analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49, 1-7.
- Zhou, H., Hou, Y., Wu, Y., Yi, H., Mao, C., & Chen, G. (2007). Analytical assessment of wind power generation asset in restructured electricity industry (pp. 1086-1092). Presentado en Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International, IEEE.