

Estructuración, financiación y valoración de Pequeñas centrales eléctricas en Colombia a
través de opciones reales

Carolina Bonilla

Lizeth González

Colegio De Estudios Superiores de Administración – CESA

Maestría en Finanzas Corporativas

Bogotá,

2017

Estructuración, financiación y valoración de Pequeñas centrales eléctricas en Colombia a través de opciones reales

Carolina Bonilla

Lizeth González

Tutor: DR. Roberto Santillán Salgado

Colegio De Estudios Superiores de Administración – CESA

Maestría en Finanzas Corporativas

Bogotá,

2017

Contenido

Lista de referencias	3
Introducción	4
1. El sector Hidroeléctrico en Colombia	5
2. Marco Teórico	11
3. Estado del arte	18
4. Metodología	22
5. Descripción del proyecto a valorar	24
6. Supuestos del Modelo	27
7. Valoración del proyecto	30
a. Valoración sin incluir flexibilidad: Flujo de caja Descontado	30
b. Inclusión flexibilidad en la valoración	31
c. Justificación Opción real de expansión	34
d. Valoración a través de Opciones reales: Expansión	34
8. Conclusiones	36
Bibliografía	38

Lista de referencias

Tabla 1 Proyección de la Demanda de energía eléctrica total Nacional (GWh) y proyección PIB	6
Tabla 2 Formas de Valoración de Opciones reales	12
Tabla 3 Aplicación de las opciones financieras a las opciones reales	14
Tabla 4 Tipos de opciones reales	16
Tabla 5 Datos técnicos PCH Tarso	24
Tabla 6 Flujo de caja y valoración proyecto sin opciones reales	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 7 Estadísticas	32
Tabla 8 Datos Árbol Binomial	34
Gráfica 1 Crecimiento Demanda de energía eléctrica anual	4
Gráfica 2 Relación demanda de energía eléctrica y PIB Colombia	5
Gráfica 3 Composición de la generación del SIN en 2016	7
Gráfica 4 Participación por tipo de tecnología que entraron en 2016	7
Gráfica 5 Precio de la energía eléctrica en Colombia	8
Gráfica 6 Crecimiento de número de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	9
Gráfica 7 Valor Corporativo	31

Introducción

Las opciones reales se han convertido en un método de valoración cada vez más usado en proyectos de inversión con alto grado de incertidumbre. Actualmente, el sector de energía en el país está caracterizado por su alto grado de volatilidad, asociado a cambios climáticos y comportamiento del precio de la energía.

Este artículo pretende valorar una pequeña central hidroeléctrica (PCH) en Colombia, teniendo en cuenta diferentes escenarios, a través de la aplicación de opciones reales, con el objetivo de incentivar la inversión en este tipo de proyectos. Dadas las condiciones actuales del sector de energía en Colombia, la inversión en PCHs, puede ser una alternativa de inversión interesante. Sin embargo, los proyectos en energía renovable, deben tener en cuenta eventos futuros, como las consecuencias del cambio climático (el fenómeno del niño/niña) y la alta volatilidad en los precios de la energía. Por esta razón, los métodos de valoración tradicionales¹ para este tipo de proyectos no son suficientes. Uno de los métodos de valoración, que tiene en cuenta la ocurrencia de eventos futuros, es aquella que se realiza a través de opciones reales, (OR).

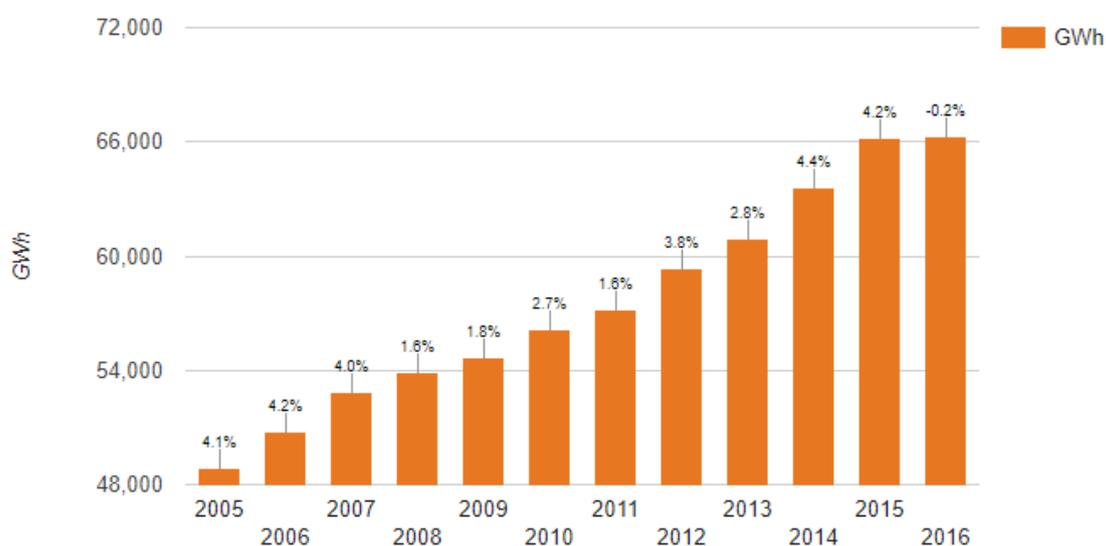
En la primera parte se analizará el comportamiento del sector hidroeléctrico en Colombia, la participación de las pequeñas centrales hidroeléctricas en el mismo, sus necesidades y oportunidades. Posteriormente se hace una revisión conceptual por los métodos tradicionales de valoración, y la valoración a través de opciones reales. Finalmente, se realiza un caso práctico de valoración de una PCH a través de FCD y opciones reales, en donde se comparan los resultados y se evidenciará si el uso de opciones reales sirve como mecanismo de valoración para PCHs.

¹ El método de valoración más usado es el de flujo de caja descontado, adicionalmente existen otros métodos tradicionales de valoración como lo son múltiplos y valor contable.

1. El sector Hidroeléctrico en Colombia

La demanda de energía eléctrica en Colombia ha presentado una tendencia creciente desde el 2005, con un crecimiento promedio anual de 2.92%. (ver gráfica 1). En 2014 y 2015 este incremento se ha acelerado; para el 2015 el incremento de la demanda de energía eléctrica fue de 4.2% respecto al 2014 con un consumo de 66,174 GWh, como consecuencia del aumento en el mercado regulado (consumo de energía del sector residencial y pequeños negocios), sin embargo durante 2016, la demanda de energía eléctrica decreció 0.2% respecto al año anterior, con un consumo de 66,315 GWh, esta disminución es causada por la aplicación de la resolución CREG 029 de 2016, para promover el ahorro de energía, la cual, derivó en un cambio de hábitos por parte de los usuarios regulados, generando así una disminución en la demanda de energía. (XM, <http://informesanuales.xm.com.co>, 2016).

Gráfica 1 Crecimiento Demanda de energía eléctrica anual

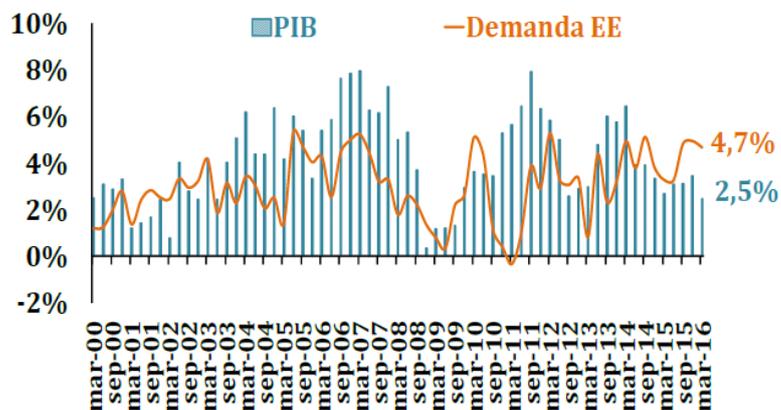


Fuente: (XM, <http://informesanuales.xm.com.co>, 2016).

La demanda de energía es una de las variables que más correlación tiene con el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) de Colombia, tal como lo muestra el

grafico 2. Para el último trimestre observado 2016Q1, el crecimiento de la economía fue 2.5%, mientras la demanda de energía eléctrica creció en promedio 4.7%, comportamiento que se explica por la intensificación del fenómeno del niño.

Gráfica 2 Relación demanda de energía eléctrica y PIB Colombia



Fuente: (UPME, Siel, s.f.)

Se tiene presupuestado que la demanda de energía continúe con su tendencia creciente (ver Tabla 2). El crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica promedio anual se proyecta en 3% (para un escenario conservador) versus un promedio de crecimiento anual del PIB del 4%. Por esta razón, la UPME elaboró un plan de expansión de generación y transmisión para el periodo de 2015 al 2029 que consiste en la planificación de los recursos de generación y la expansión de las redes de transmisión eléctrica a nivel nacional. El principal hallazgo es que se requieren entre 4,208 y 6,675 MW de expansión para la próxima década, adicionales a los que se encuentran definidos mediante el Cargo por Confiabilidad. (UPME, Plan De Expansión De Referencia Generación – Transmisión 2015-2029, 2015). Las PCHs, se han incluido en este plan de expansión, dado que sus características, permiten una mejor eficiencia y competitividad en la generación de energía, tienen un menor costo y un bajo impacto ambiental. El plan de expansión de generación contempla para los próximos 5

años, 21 proyectos de plantas menores a 20 MW para su conexión al sistema de transmisión - que suman en total 274 MW aproximadamente (UT CIDET – IEB , 2015).

Tabla 1 Proyección de la Demanda de energía eléctrica total Nacional (GWh) y proyección PIB

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	PIB Δ anual
2016	70,280	69,031	67,788	3.0%
2017	72,945	71,241	69,546	3.5%
2018	76,583	74,835	73,095	3.9%
2019	78,955	77,160	75,375	4.3%
2020	81,229	79,384	77,549	4.6%
2021	83,248	81,351	79,464	4.8%
2022	85,336	83,384	81,442	4.6%
2023	87,516	85,508	83,509	4.2%
2024	89,875	87,706	85,747	3.9%
2025	92,403	90,271	88,150	3.8%
2026	95,086	92,889	90,701	3.8%
2027	97,934	95,667	93,411	3.7%
2028	100,937	98,597	96,269	4.1%
2029	104,125	101,710	99,305	3.9%
2030	107,514	105,018	102,533	3.6%

Fuente (UPME, Siel, s.f.)

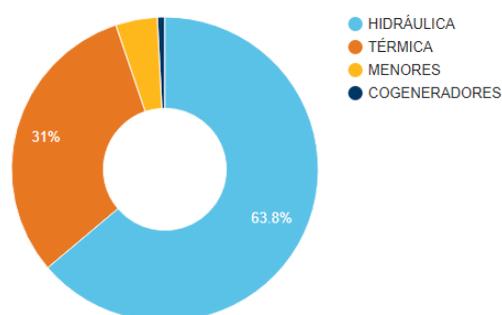
En la actualidad, el país tiene un potencial hidroeléctrico de 56,186 MW, principalmente en el Magdalena y el Cauca; adicionalmente, “los bajos costos de la energía hidroeléctrica y la alta confiabilidad de funcionamiento y de abastecimiento, hace que esta sea muy competitiva en comparación con otras fuentes de energía, tanto renovables como convencionales y ofrece una posibilidad económica para garantizar el suministro básico de electricidad” (UPME, Colciencias, & Javeriana, Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia, 2015, pág. 73)

El incremento sostenido de la demanda y la importancia del impacto ambiental, ha hecho que las estrategias y políticas gubernamentales se centren en la creación de fuentes

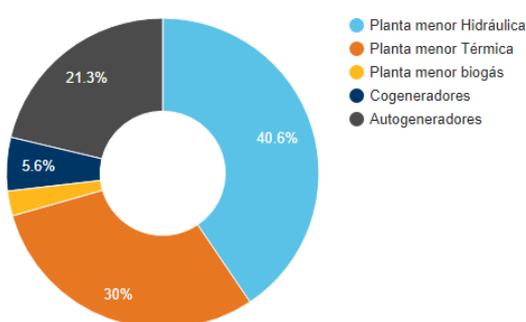
de energía alterna como es el caso de las PCHs. Actualmente, la generación de energía eléctrica en Colombia proviene principalmente de las hidroeléctricas, las cuales representan el 63.8% del total; las PCHs son las tecnologías que más se están usando en proyectos de expansión de generación de energía, en 2016 el 40.6% de los nuevos proyectos están asociados a PCHs.

Gráfica 3 Composición de la generación del SIN en 2016

Gráfica 4 Participación por tipo de tecnología que entraron en 2016



tecnología que entraron en 2016

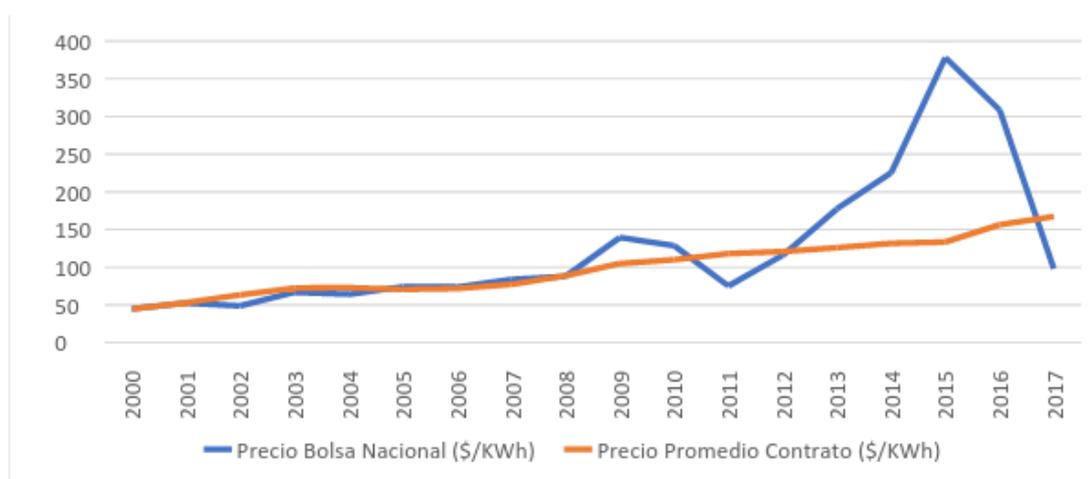


Fuente: (XM, <http://informesanuales.xm.com.co>, 2016).

Es importante tener en cuenta que el precio de la energía depende de dos factores principales, el nivel de los caudales y la composición de la generación. Adicionalmente, existen dos indicadores de precios: el precio spot, siendo “el precio que se liquida la energía vendida o comprada por cada uno de ellos, cuando su generación efectiva difiere de lo vendido en contratos de largo plazo” (Álvarez L. G., 2015). El segundo indicador de precio, es el precio a largo plazo, tanto del mercado regulado como el no regulado, estos precios están asociados a los contratos que se pactan con las centrales eléctricas, en el “mercado no regulado participan generadores, comercializadores y grandes consumidores – con consumo mensual superior a 55 MWh o demanda máxima superior a 100 KW - que acuerdan libremente el precio, las cantidades de la energía transada y el plazo de entrega en contratos bilaterales” (Álvarez L. G., 2015).

El precio Spot de la energía entre 2010 y 2016 el precio promedio se sitúa entre 150 y 200 pesos por KWh, en ese periodo alcanzó a estar por debajo de los 100 pesos y toca sus niveles máximos en septiembre de 2015, por un valor de hasta \$1,000 pesos por KWh. Esta situación, refleja la alta volatilidad del precio spot de la energía, el cual impacta directamente los flujos de las PCHs. (Álvarez L. G., 2015) Por su parte, el precio de largo plazo se ha mantenido estable, en un rango entre \$120 y \$140 en los últimos 7 años (PARETEC XM, 2016). La volatilidad diaria del precio de bolsa (datos a partir de Enero 2007), ha sido del 13%, con un precio mínimo de \$35.36 en Abril, 23, 2011 y un precio máximo de \$1,942.89 en Octubre, 8 2015.

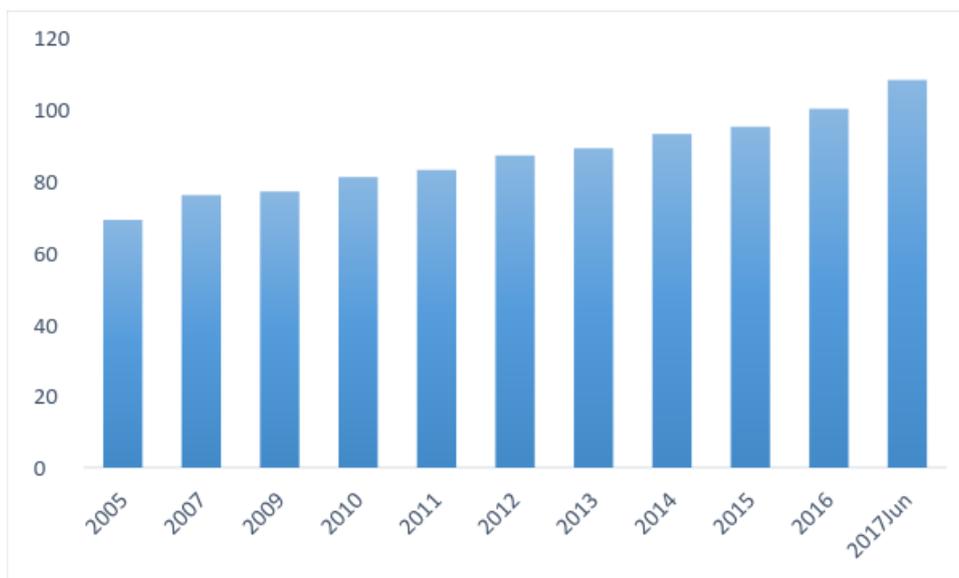
Gráfica 5 Precios corrientes de la energía eléctrica en Colombia



Fuente: UPME, 2017

Actualmente, Colombia cuenta con 100 PCHs, de las cuales 37 se encuentran ubicadas en el departamento de Antioquia. En lo corrido del 2016, han entrado en operación 5 PCHs, siendo el año en el que más PCHs han iniciado labores (PARETEC XM, 2016)

Gráfica 6 Crecimiento de número de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia



Fuente: Elaboración Propia. Datos: (PARETEC XM, 2016)

Las características más atractivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas son las siguientes:

- La energía proveniente de las PCHs es la que tiene mayores ventajas respecto a otras fuentes de energía renovable, por su desarrollo tecnológico, (Ulloa, 2008).
- Las PCHs poseen altas eficiencias de conversión de la energía potencial a energía mecánica y posteriormente eléctrica (entre 75% y 90%) que es mayor al de otras tecnologías.
- Los costos de inversión de alrededor de US\$ 2 millones por MW instalado. (Ulloa, 2008)
- Vida útil: La tecnología de las PCHs se consideran robustas y posee larga vida útil (más de 50 años) sin requerir grandes inversiones para reemplazar componentes. (Hernández, Sánchez, Polo , & Gomez, 2014).

Adicionalmente, en el estudio realizado por la Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA, las PCHs son las que presentan menor costo ambiental. Producir un kilovatio hora de electricidad a través de éstas, es 250 veces menos perjudicial que generarlo con carbón y petróleo, y 50 veces inferior que producirlo con gas natural (APPA, 2015).

Como se evidencia con los datos anteriormente presentados, las pequeñas centrales hidroeléctricas son un mecanismo de generación de energía con gran potencial de crecimiento en el país, dada la capacidad hidrográfica, el aumento de la demanda de energía, y los bajos costos en éstas en comparación con otras fuentes de generación. Sin embargo, dado el impacto del precio spot en los flujos de las centrales, existe un alto grado de incertidumbre en la generación de flujos de estas empresas.

2. Marco Teórico

La valoración de empresas busca cuantificar el patrimonio, su actividad económica, potencialidad o cualquier otra característica de la empresa que pueda ser valorada, teniendo en cuenta la diferencia entre precio y valor.

Existen varios métodos y teorías de valoración de empresas, (Fernandez, Valoración de empresas por descuento de flujos: Diez métodos y siete teorías, 2009), siendo el más usado de ellos, el Flujo de Caja Descontado, FCD. Este método consiste en descontar los flujos de caja proyectados de una empresa con una tasa que refleje el costo de capital para el inversionista teniendo en cuenta los costos que generan su estructura de capital – Deuda y Equity. Este costo de capital generalmente es conocido como Costo Ponderado Promedio de Capital, *Weighted Average Cost of Capital*, WACC.

El modelo del FCD se basa en el concepto del Valor Presente Neto, *VPN*, en donde teniendo en cuenta el principio del valor del dinero en el tiempo, se valora el proyecto en un periodo determinado teniendo en cuenta los flujos generados en el futuro. Por lo tanto, el VPN es el resultado del valor presente del proyecto menos la inversión requerida. La forma de evaluar este método es la siguiente: si el valor presente neto es positivo, el inversionista

aceptará o invertirá en el proyecto; pero si el valor presente descontado es menor que la inversión el inversionista lo rechazaría. (Cayón & Sarmiento, 2005; Luehrman, Investment opportunities as Real Options: Getting Started on the Number, 1998)

$$V_1 = \sum \frac{CF_t}{(1 + r)^{t-1}}$$

Donde,

CF_t : es el flujo de caja libre en cada periodo

V_1 : es el valor presente de los flujos de caja en cada periodo

Sin embargo, para valorar un proyecto de inversión es importante tener en cuenta la flexibilidad del mismo y la incertidumbre asociada a la generación de flujos, lo que no está contemplado en el método de FCD. En algunos casos, los proyectos no son estáticos, es decir, pueden existir eventos futuros que impliquen cambios en la toma de decisiones y por ende un impacto en la valoración de estos. De esta manera, surgen las opciones reales como método de valoración.

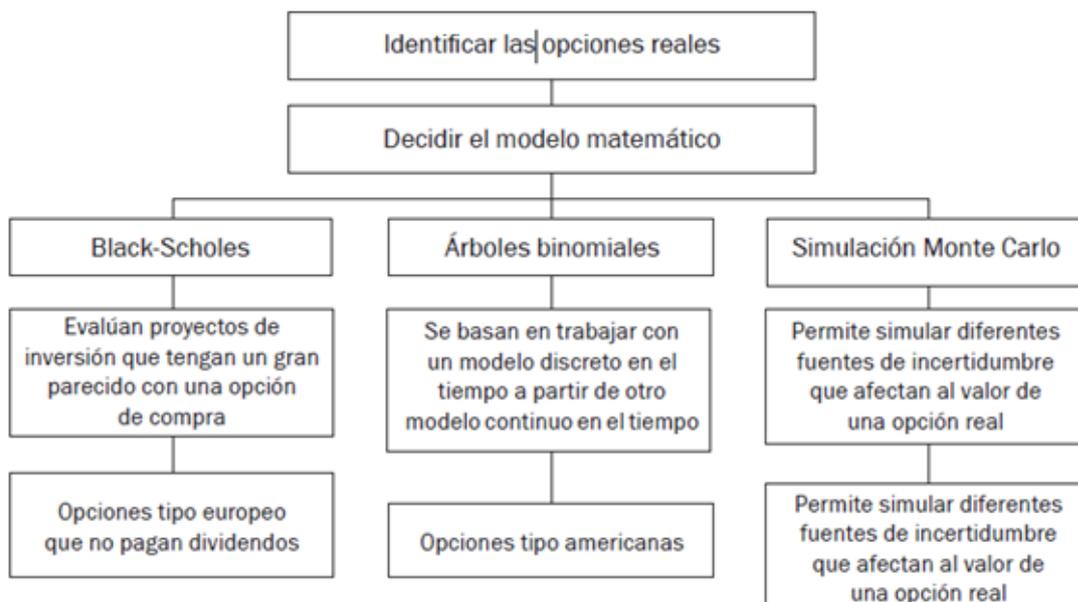
“El término de opciones reales fue introducido por Stewart Myers en 1977, para referirse a la aplicación de la teoría de opciones en la valoración de bienes no financieros, específicamente a la inversión en activos reales que presentaran un componente de flexibilidad”. (Calle & Tamayo , 2008).

Para entender el modelo de opciones reales, es necesario partir de la valoración de opciones financieras. Una opción es un contrato en donde una de las partes adquiere un derecho para comprar o vender en un determinado periodo de tiempo. Con este derecho viene un precio que el comprador debe pagar, denominado una prima.

Las primas de riesgo normalmente se han usado en los mercados de capitales (Fernandez, 2015), y en este orden de ideas “Una opción real está presente en un proyecto de inversión cuando existe alguna posibilidad futura de actuación al conocerse la resolución de alguna incertidumbre actual.” (Fernandez, Valoración de opciones reales: dificultades, problemas y errores, 2008). Lo que este trabajo pretende lograr es aplicar estos conceptos y herramientas de valoración y medición de riesgo de las opciones reales a la valoración de empresas reales, específicamente las PCHs en Colombia.

Las opciones reales son un método para valorar proyectos de inversión que parte de la premisa de que los proyectos de inversión reales pueden asemejarse a las opciones financieras (*call* y *put*) y no a una cartera de bonos sin riesgo como el VPN, el cual deja de ser útil cuando se presentan situaciones en las que no necesariamente el proyecto tiene que realizarse inmediatamente, es decir, cumplirse más adelante o por partes (crecimiento contingente) (Dixit y Pindyck, 1994).

Tabla 2 Formas de Valoración de Opciones reales



(Mascareñas J. , 2008)

El valor de una opción real depende de cinco parámetros: el valor de mercado del activo subyacente al que está condicionada el valor de la opción, el precio de ejercicio de la opción, el tiempo que resta hasta el vencimiento de la opción; la volatilidad del activo subyacente y el tipo de interés libre de riesgo (Copeland T. y., 2006, pág. 92).

Una opción tipo *call* tiene valor si el precio del activo es superior al precio de ejercicio, mientras que una opción tipo *put* tiene valor si el precio está por encima del valor del activo subyacente; en caso contrario, carecerán de valor (Kodukula & Papudesu, 2006).

Las opciones reales son la extensión de la Teoría de Opciones Financieras a opciones en activos reales (no financieros) que permiten modificar un proyecto con la intención de incrementar su valor. (Calle & Tamayo , 2008).

Tradicionalmente para valorar opciones reales se recurre al modelo de (Black & Scholes, 1973) para opciones europeas, las cuales se ejerce en la fecha del vencimiento y no pagan dividendos. Donde se parte del supuesto de que los rendimientos del activo subyacente se comportan como una distribución normal; sin embargo, esto no es válido para el valor de un proyecto de inversión, puesto que los proyectos de inversión pueden tener puntos de decisión durante la vida del proyecto y no sólo al final.

En 1973 Black-Scholes presentaron la fórmula matemática para valorar opciones financieras de tipo *call*, incluyendo el método de arbitraje; La fórmula conocida como el modelo Black-Scholes es la siguiente: (Cayón & Sarmiento, 2005)

- t = tiempo transcurrido ($t \in [0, T]$ donde T es la fecha de vencimiento)
- S = precio actual del activo (subyacente)
- r = tasa libre de riesgo
- X = precio de ejercicio de la opción.

- σ = volatilidad del subyacente
- C_0 = valor de una opción *call*
- $N(d1)$ = probabilidad acumulativa de $d1$ o delta que denota la sensibilidad del precio de la opción a los cambios en el precio de la acción
- $N(d2)$ = probabilidad acumulativa de $d2$ o la probabilidad de que la opción se ejerza a su vencimiento
- $C_0 = S_0 [N(d1) - e^{-rT} N(d2)]$

El concepto propuesto por Black-Scholes, permite evaluar la incertidumbre de los posibles escenarios del activo subyacente. Por esta razón, se extrae el modelo a la valoración de proyectos de inversión lo que permite incorporar la flexibilidad del proyecto a través de árboles de decisiones.

Sin embargo, para opciones americanas y distribuciones binomiales los autores que sobresalen son (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979). Aunque parten de los mismos supuestos del modelo Black-Scholes, se asume igualmente que la volatilidad del activo es constante en el tiempo, modelando la volatilidad a partir de un proceso estocástico discreto binomial. El árbol binomial permite que la opción se ejerza en cualquier momento de la vida de la opción.

A continuación, se evidencia la equivalencia de las opciones financieras y las opciones reales.

Tabla 3 Aplicación de las opciones financieras a las opciones reales

Parámetro	Opciones Financieras	Opciones Reales
S_t	Precio del activo subyacente en t	Valor presente de los flujos de efectivo esperados en t
X	Precio de ejercicio de la opción	Costo de la inversión en T
R	Tasa de interés libre de riesgo	Tasa de interés libre de riesgo
	Volatilidad de los rendimientos del activo subyacente	Volatilidad de los rendimientos de los flujos efectivos del proyecto
T-t	Vida del contrato de la opción	Tiempo en el que la oportunidad de invertir desaparece

(Venegas Martínez & Fundia Aizenstat, 2006)

La importancia de las opciones reales permite determinar el valor de la flexibilidad en la toma de decisiones a futuro, en donde la incertidumbre es fundamental. (Luehrman, Strategy As Part of Portfolio of Real Options, 1998). Sin embargo, uno de los problemas que presenta la valoración de empresas a través opciones reales es que tiende a sobrevalorar los proyectos. (Copeland & Tufano, 2004, pág. 7). Por esta razón, es importante tener especial cuidado en el cálculo de la volatilidad.

Al aplicar opciones reales en la valoración de un proyecto, se intenta estimar un VPN modificado, el cual se conforma por dos elementos, el valor presente neto de los flujos de caja y el valor de la opción, lo que se conoce como un valor presente neto expandido (Arango, Arroyave, & Hernández , 2013, pág. 4).

$$\text{VPN} = \text{VPN} + \text{Valor de la opción}$$

Por consiguiente, “El enfoque de opciones permite suplir una deficiencia del VPN en el sentido que este método de evaluación de alternativas supone que las inversiones son o todo o nada, en cambio con las opciones se le da valor a la flexibilidad. El uso del VPN parece que ha resultado en una situación de baja inversión en las firmas. En realidad, cada inversión puede esconder otras posibilidades que agregan valor a la firma. Por ejemplo, aplazar una decisión hasta cuando las circunstancias sean más favorables.” (Dumrauf & Velez-Pareja, 2003). La principal diferencia entre estos dos tipos de valoración (VPN y opciones reales) que el siguiente: El VPN induce una decisión usada en las expectativas actuales sobre una información futura; mientras que la valoración de la opción permite la flexibilidad de tomar decisiones en el futuro, en función de una mayor información. (Grey, 2011).

Tabla 4 Tipos de opciones reales

Tipos de opciones reales	Definición	Tipo de opción financiera	Autores
Opción de crecimiento	Se presenta cuando una empresa crece de una forma secuencial mediante acceso a nuevos mercados, fortalecimiento de la capacidad interna, mejoramiento en procesos internos.	Opción de compra Americana $\text{Max}(S-X;0)$	Brealey and Myers (1991), Chung and Caroenwong (1991), Kester (1984), Myers (1977), Pindyck (1988), Trigeorgis (1988).
Opción de cambio en productos y procesos	Los tomadores de decisiones podrían cambiar sus insumos, procesos y productos cuando los precios de los de estos varían desfavorablemente	Opción de compra Americana $\text{Max}(S-X;0)$	Jhonson H.E (1987), Kensingler (1987), Kulatilaka (1988), Kulatilaka y Trigeorgis (1994), Margrabe (1978), Stuls (1982).
Opción de diferir	Se origina ante la posibilidad de posponer un proyecto de inversión durante un periodo determinado, con el objetivo de disminuir la incertidumbre asociada a cambios en los precios de los insumos y del producto a ofrecer	Opción de compra Americana $\text{Max}(S-X;0)$	Ingersoll and Ross (1992), Majd and Pindyck (1987), McDonald and Siegel (1986), Paddock et al (1988), Titman (1985), Tourinho (1979).
Opción de ampliar o expandir	Se presenta cuando las condiciones del mercado tienen un comportamiento mejor que el esperado, propiciando una mayor inversión que permita aumentar la producción	Opción de compra Americana $\text{Max}(S-X;0)$	Myers and Majd (19
Opción de abandono	Ante condiciones desfavorables del mercado, una empresa decide cerrar definitivamente	Opción Venta americana $\text{Max}(X-S;0)$	Mayers and Majd (1990)
Opción de cerrar o disminuir temporalmente	De acuerdo con el comportamiento del mercado, puede decidir disminuir o cerrar temporalmente la producción de una línea de negocio o de todas sus operaciones	Opción Venta americana $\text{Max}(X-S;0)$	
Opción con múltiples interacciones	Desentendiendo de las condiciones de mercado, la empresa tomará decisiones que les permitan crecer o protegerse ante cambios de forma conjunta ya que pueden interactuar entre sí	Opción Compuesta, puede ser de compra o venta $\text{Max}(S-X;0)$ $\text{Max}(X-S;0)$	Carr (1988), Geske, R. (1979), Trigeorgis (1993)

(Arango, Arroyave, & Hernández , 2013)

Partiendo de esta información, del modelo de Cox, Ross, & Rubinstein, se encuentran las bases para la valoración mediante opciones reales y surge como una alternativa más dinámica frente a las limitaciones que tiene la valoración basada en flujo de caja libre (FCD), puesto que permite incrementar el valor de la empresa y le da a los

directivos la flexibilidad necesaria para involucrar la incertidumbre y alternativas de oportunidades de decisión.

3. Estado del arte

Uno de los primeros trabajos que intentan valorar proyectos de inversión asociados a la energía eléctrica son los expuestos por Kulitalika en 1988 y 1993. En ellos, incorpora la flexibilidad de los proyectos de energía tanto en la operación de activos fijos, como en el intercambio de recursos. Intercambios de recursos, hace referencia a que tipo de generación es más viable en el proyecto de inversión. (Kulitalika , 1988, págs. 250–257; Kulatilaka, 1993, págs. 271–280).

Botero e Isaza (2014), abarcan la valoración bajo condiciones de incertidumbre de las generadoras eléctricas a partir de un modelo binomial para incorporar energía eólica en vez de térmica de acuerdo con la volatilidad de los precios del carbón. En donde se identifica que las decisiones en este sector están expuestas a fuentes de incertidumbre externas que afectan al mercado en general, como son: el precio de la electricidad, el costo de los combustibles fósiles, los precios de los derechos de emisiones de CO₂ y los costos de inversión de capital, por lo cual las decisiones en estos mercados pueden basarse a través de la valoración de opciones reales. Asimismo, los autores mencionan que “las opciones reales tienen una gran acogida en el análisis de proyectos relacionados con el desarrollo de energías alternativas (particularmente proyectos eólicos), desarrollo de proyectos por etapas y toma de decisiones de operación e inversión bajo intercambio de recursos” (Isaza & Botero, 2014).

Kjaerland y Larsen (2010) presentan una valoración de la flexibilidad operacional de una empresa hidroeléctrica, que tiene la posibilidad de incluir energía térmica

en su producción. Para los autores la generación a través de plantas hidroeléctricas representa una fuente de flexibilidad, dado que el agua puede mantenerse en reservas, por lo cual el operador de la planta puede adaptarse a la demanda y señales de precios (Kjærland & Larsen, 2010).

Lee, Park, Kim B., Kim K., Kim H. (2012) exponen un modelo de opciones reales para promocionar proyectos de energía sostenible bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, *MDL*. En el cual toman como estudio la generación hidroeléctrica en Indonesia, en él estudian la posibilidad de expandir la generación a través de una planta de generación hidroeléctrica o PCHs (Lee, Park, Kim, Kim, & Kim, 2012).

Un estudio similar realizado por (Gravdehaug & Remmen, 2011), en donde tomaron como caso de estudio 73 pequeñas hidroeléctricas en Noruega, con el objetivo de recrear el problema que enfrentan al momento de tomar una decisión de inversión. Los autores comparan la metodología de opciones reales y valor presente neto, concluyendo que ninguno de estos métodos de valoración mide el comportamiento ni las acciones del inversionista.

(Thompson, Davidson, & Rasmussen, 2004), utilizan la metodología *PIDEs* (*Partial Integro-Differential Equations*) para valorar y optimizar las plantas de generación eléctrica. Su estudio lo aplican tanto a hidroeléctricas como plantas térmicas. En él concluyen que la metodología utilizada sirve para determinar la estrategia operativa óptima dependiendo del comportamiento futuro de los precios.

La aplicación de opciones reales se ha utilizado en varios campos de la generación de energía, (Méndez & Lamothe, 2009) se basa en la valoración de proyectos de energía alternativa en Europa del este, principalmente en la generación de energía eólica.

Estos autores se enfocaron principalmente en la volatilidad de los precios de la energía. Se basaron en el modelo binomial de (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979) en donde encontraron que los resultados obtenidos a través de éste método eran muy similares a los de Monte Carlo. En este trabajo, concluyen, que dadas las características y condiciones propias del proyecto, el método de valoración que debe ser usado es el de opciones reales, puesto que es el que mejor captura la incertidumbre.

De manera similar, (Gutierrez & Leyton , 1993) utilizan la metodología de opciones reales para identificar las opciones asociadas a las centrales de energía, a partir de ello, proponen la valoración contemplando la posibilidad de retrasar la construcción de una central térmica a través de una opción *Put*. Adicionalmente, también exponen la posibilidad de valorar la construcción de una hidroeléctrica con la posibilidad de iniciar una térmica posteriormente. Esta valoración la realizan a través de una opción *Call*.

La metodología de las opciones reales como método de valoración en proyectos de inversión de energía ha sido estudiada en casos puntales de América Latina Álvarez, López, & Venegas-Martínez (2011) realizan un estudio de caso, para la valoración de proyectos de energía nuclear en México, mediante opciones reales. En su trabajo, ellos concluyen que las OR pueden mejorar la capacidad del proceso de toma de decisiones de inversión (Álvarez, López, & Venegas-Martínez, 2011).

Hidalgo (2014) Evalúa la metodología de Monte Carlo para valorar la opción de invertir en un proyecto de generación de energía en Chile. Hidalgo concluye que la metodología de Monte Carlo le permite incluir todas las variables que generan riesgos y modelarlas (Hidalgo, 2014).

En Colombia, también se han realizado estudios relacionados a la aplicación del modelo de valoración de opciones reales en proyectos de generación de energía Maya, Hernández , & Gallego (2012) Realizaron una valoración de un proyecto de energía eólica en la Guajira a través de la metodología ROA. Los autores concluyen que la inversión en energía eólica puede ser valorada a través de opciones reales, dado que estos proyectos pueden ser ejecutados por etapas. (Maya, Hernández , & Gallego , 2012).

Adicionalmente, (Arango, Arroyave, & Hernández , 2013) realizan un estudio sobre la valoración de proyectos de energía térmica bajo condiciones de incertidumbre en Colombia, a través de opciones reales. En su Artículo, consideran opciones reales de expansión, abandono y de continuidad con el objetivo de considerar los diferentes escenarios. Finalmente, se concluye que la opciones ofrecen la posibilidad de considerar los riesgos y disminuirlos, asimismo resaltan la importancia de incluir en el modelo las posibles restricciones y/o incentivos que concede el gobierno.

(Perez, 2015) Evalúa el uso de la metodología de opciones reales para valorar proyectos de generación eléctrica en Colombia. En su estudio, Arango compara el método de FCD y la valoración por opciones reales a través de cuatro estudios prácticos. Esto lo lleva a concluir que si los proyectos no tienen flexibilidad operativa, la diferencia de metodologías no es significativa.

Dado lo anterior, se puede afirmar que el método de opciones reales se ha aplicado para la valoración de proyectos de inversión en empresas de generación de energía, sin embargo, no se han utilizado como una opción de compra del proyecto en el futuro si se cumplen ciertas condiciones, en donde la prima de la opción sirva como capital inicial del proyecto.

4. Metodología

Para valorar un proyecto de inversión es necesario tener en cuenta las características del mismo. En el caso de las PCHs es importante tener en cuenta la flexibilidad del proyecto y la volatilidad de sus flujos, dado que de acuerdo a los precios de la energía, y la situación climática, el desempeño de las PCHs puede cambiar; por ello el modelo de opciones reales es uno de los que se ajusta a la valoración de estos negocios. (Álvarez, López, & Venegas-Martínez, 2011), afirman que las opciones reales mejoran la capacidad del proceso de decisiones de inversión por las siguientes razones: son una herramienta flexible; administran activamente el riesgo; permiten utilizar probabilidades y muestran de forma explícita los factores que intervienen en la valoración.

En primer lugar se deber realizar una valoración por FCD, para tener el valor presente de la PCHs. En este caso dicho valor será el activo subyacente asociado a la opción. Para realizar la proyección se tendrá en cuenta la proyección de demanda de la energía, la tendencia de los contratos de energía en largo plazo, la capacidad de generación de energía de la pequeña central hidroeléctrica y su inversión inicial. La proyección de la PCH se hará por un horizonte de tiempo de 5 años una vez iniciada la operación y se tendrá en cuenta un valor terminal, con el objetivo de incluir en el valor de la PCH su vida útil (50 años).

La tasa de descuento será el WACC, para calcular el costo del *equity* se utilizará el método del CAPM. Para calcular el beta se usará como proxy el beta despalancado de varias empresas del sector en Estados Unidos. Ahora bien, el beta debe incluir el riesgo país,

para ello se hará una regresión simple entre el S&P500 y el COLCAP, con el objetivo de obtener el beta del mercado colombiano, el cual posteriormente se multiplicará por el beta desapalancado del sector y finalmente, se apalanca con la estructura óptima de capital. La estructura de capital tendrá en cuenta que la deuda puede ser como máximo el 70% de los activos, dado que para la toma del crédito, las instituciones financieras exigen éste máximo de endeudamiento.

En las opciones reales, el cálculo de la volatilidad es fundamental. Se hará una simulación de las entradas y salidas del flujo de caja, teniendo en cuenta sus distribuciones estadísticas. De esta forma se hará una simulación de Montecarlo para obtener la volatilidad. Teniendo en cuenta que el precio es un reflejo del cambio climático, dentro del precio se refleja implícitamente la volatilidad climática, por lo tanto, a pesar de realizar escenarios que contemplen drásticos cambios climáticos, no se incluirá éste como una variable directa para las proyecciones.

Black - Scholes, modela opciones de tipo europeo, sin embargo, en este caso la opción real se asemeja más a una de tipo americano, dado que la decisión puede tomarse en cualquier momento. Para valorar opciones de tipo americano, se usa el modelo binomial (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979), el cual se basa en árboles de decisión.

Para la aplicación de los modelos en el caso práctico, se analizará qué tanto impacta el valor de una PCH al incluir la posibilidad de expansión, incluyendo una turbina adicional. Se evaluará si la opción de expansión tiene un valor agregado en la valoración de una PCH, teniendo en cuenta las condiciones del mercado, precio, demanda e incentivos gubernamentales.

La opción de expansión es similar a una opción Call americana. La intención de esto, es incluir la flexibilidad en el proyecto de construcción de una PCH, con el objetivo de determinar la estrategia operativa óptima dependiendo de las condiciones futuras del mercado.

Finalmente, lo que este trabajo busca es la aplicación de ésta metodología en los proyectos de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas y disminuir la incertidumbre ante cambios en los costos, precios, demanda y riesgo de construcción asociados a la generación de energía.

5. Descripción del proyecto a valorar

El modelo de valoración que se realizó, se basó en datos de un proyecto en el departamento de Antioquía en Colombia el cual por temas de confidencialidad no será mencionada en este trabajo de grado (de aquí en adelante se llamará PCH Tarso), dicho proyecto contemplaba las siguientes características:

1. **Capacidad Instalada:** 7MW hora, lo que representa una capacidad anual de 60.48GW. Sin embargo, teniendo en cuenta el comportamiento histórico de las PCHs, se estima que la PCH trabajará en promedio en un 75% de su capacidad. Adicionalmente, teniendo en cuenta el factor climático dicha capacidad podrá reducirse hasta un 45% o incrementarse hasta un 95%.

Es importante mencionar que las PCHs no operan usualmente al 100% de su factor de planta, debido a los tiempos de parada para mantenimiento y los niveles de caudales con los cuales trabajan. De acuerdo a información de caudales históricos, en la zona del Cauca, las PCHs en los últimos 4 años han trabajado con factores del: Capacidad < 1MW han

trabajado con el 67%, con capacidad $1 < \text{MW} < 5$ han trabajado con el 47%, con capacidad $5 < \text{MW} < 10$ han trabajado con el 54%, mientras que aquellas cuya capacidad es $> 15 \text{ MW}$ han trabajado con un factor del 56%. En la zona de Antioquia, la información disponible histórica es de la PCH Agua Fría (capacidad de 7.2 MW), de la que se ha reportado un promedio del 91.8% en su factor de planta entre los años 2010 a 2012, con un mínimo de 81.67% en el año 2010 debido a la presencia del Fenómeno del Niño en dicho año, y un máximo de 97.9% en el año siguiente debido al Fenómeno de la Niña. (Lista Pequeñas centrales Colombia, 2017)

2. Viabilidad técnica y ambiental (Proyecto Tarso): Concepto favorable para la construcción, operación y restauración ambiental del proyecto. Se realizó estudio por la firma Araujo Ibarra en donde se evalúa el proyecto frente a cada punto requerido por los principios de Ecuador, en donde se concluye lo siguiente:

- a. El Proyecto es factible desde los puntos de vista técnico y constructivo.
- b. El costo estimado del proyecto es razonable para una central del tamaño indicado.
- c. El período estimado de construcción es adecuado, considerando las capacidades de los contratistas locales que ejecutan proyectos similares.

3. Datos Técnicos: El proyecto se realiza al filo del agua, por lo cual no requiere embalse, situación que disminuye el CAPEX.

Tabla 5 Datos técnicos PCH Tarso

Caudal Medio y	5.2 m ³ /s
Saldo Bruto	162.65 mt
Salto Neto	157.79 mt
Capacidad Instalada	7.0 MW
Generación de Energía	46.2 GWh/año
Captación Principal	Filo de Agua,
Casa de Maquinas	Superficial
Tipo de Turbinas	Una (1) turbina tipo Pelton vertical
Conexión	Línea a 44kV de 6km hasta Bolombolo.

Fuente: Elaboración propia.

Riesgos del proyecto:

Disponibilidad de recurso hídrico-Riesgo climático: La operación de la PCH depende del caudal del río, por lo que en época de sequías, no es posible generar energía.

Mitigante: La empresa ha llevado a cabo estudios de factibilidad que determinaron un caudal medio de 5.07 m³/s, y la utilización de una turbina tipo Pelton funciona como mitigante en el sentido en que este requiere tan solo de un caudal mínimo de operación de 0.52 m³/seg (caudal mínimo de funcionamiento); de acuerdo al registro histórico se podrá producir los 7MW de diseño, el cual no se ha presentado en los 50 años de datos del río en el cual se operará.

Riesgo ejecución de la obra: Por una parte, se podrían presentar retrasos en la construcción de la PCH, lo cual impediría que la empresa estuviera en capacidad de generar ingresos. Igualmente, el contrato será por “cantidades de obra y precios unitarios”, en donde la PCH debe absorber los sobrecostos que se generen, lo cual podría generar retrasos en las fechas de entrega, sobrecostos y/o modificaciones que alteren la planeación y diseño inicial de la obra.

Mitigante: Los equipos se comprarán a través de contrato llave en mano, en donde se incluye diseño y puesta en funcionamiento de estos equipos, los cuales representan cerca del 33% del costo del proyecto.

6. Supuestos del Modelo

Para este caso se realizan los siguientes supuestos: Para la valoración de este proyecto mediante opciones reales, se parte de la evaluación financiera a través del flujo de caja libre, que consiste en proyectar los ingresos futuros tanto en precio por KWh como las cantidades de energía pactados por contrato (se tomó como base los precios y cantidades de la PCH Tarso para el 2018). Igualmente los costos y gastos de operación y mantenimiento, las contribuciones a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y todos los tributos de ley, tales como: Impuesto sobre la Renta, Industria y Comercio, entre otros, en un horizonte de 5 años, los cuales se traen a valor presente neto con una tasa de descuento equivalente al costo promedio ponderado de capital – WACC.

1. **Horizonte de tiempo:** Se toma como base de proyección un periodo de 7 años, teniendo en cuenta que los 2 primeros años comprenden exclusivamente el periodo de construcción de la planta. A partir del tercer año, la planta inicia su operación. Adicionalmente, teniendo en cuenta la vida útil de las pequeñas centrales hidroeléctricas, 50 años, se estima un valor a perpetuidad. En este cálculo se estima un gradiente del 2% que corresponde a una utilización del 100% de la capacidad instalada de la PCH e incrementos en el precio de la energía. Si bien la vida útil es finita, dado el número de años, se decide usar el método de la perpetuidad.

2. **Ingresos:** Las proyecciones del escenario base se realizaron con el precio de la energía en Bolsa teniendo en cuenta que el 100% de la energía de *PCH Tarso* se venderá a través de contratos. El precio que se ha negociado con Empresas Públicas de Medellín (EPM)

es Precio Spot menos 2.7%, que es la comisión que EPM maneja para la comercialización de la energía. Para la proyección de los ingresos, se utilizaron los precios históricos de los últimos 10 años, realizando una auto regresión para pronosticar los precios de la energía en los próximos 7 años. La generación de energía se mantuvo constante para todos los años de la proyección (45GW/h, lo que corresponde a un factor de 75% de la capacidad instalada).

3. Costos y gastos: los costos y gastos se proyectan como margen de los ingresos. Estos márgenes se obtienen de la *PCH Tarso*. Los cuales oscilan entre 31-35% de los ingresos operativos.

Como costos de referencia de la industria, se estimaron los costos AOM Administración, Operación y Mantenimiento en USD 9.0/KW – año, con base a la experiencia de los diferentes proyectos hidroeléctricos de la EPM.

Gastos financieros (derivados de la fiduciaria): Los dos primeros años \$10 millones mensuales. Para el año 3 baja a \$3. millones.

Costos directos también incluyen Seguros, contrato de conexión, Centro Nacional de Despacho CND, y plan ambiental.

4. Capex: teniendo en cuenta el cronograma y costos de los activos fijos de la *PCH Tarso*, el total de la inversión en activos fijos es de \$55,394 millones, los cuales serán invertidos durante los 2 años de construcción del proyecto. El ítem más importante es la obra civil, que representa el 48% del total de la inversión en Capex, seguido por los equipos (principalmente la turbina) - 42% del total de la inversión en Capex. Es importante mencionar que las turbinas son importadas, por lo tanto, el proyecto tiene un porcentaje de exposición a tasa de cambio (el 33% del total de la inversión en activos fijos corresponde a equipos importados). La proyección de los equipos importados se realizó usando la tasa de cambio

proyectada por el Banco de la República para los años en los que deben importar los equipos. Dentro de Capex también se incluyen \$5,232 millones por concepto de diferidos, que incluye licencias y permisos ambientales, interventoría, honorarios y seguros.

5. **Deuda:** Dentro del requerimiento de capital para el proyecto se incluyó el costo total del proyecto (Capex), los gastos preparativos y se incluyen también los intereses financieros que la PCH tarso deberá cancelara durante los 2 años de construcción. Esto teniendo en cuenta que la empresa no percibe ingresos durante estos años.

Las condiciones del crédito, se basaron en las condiciones especiales que tiene Findeter para proyectos de energías renovables. La estructura propuesta (la cual fue aprobada por un Banco local para *PCH Tarso*) es la siguiente:

A. Plazo del crédito: 10 años desde el primer desembolso

B. Periodo de gracia (no pago capital): 24 meses desde el primer desembolso

C. Monto: se financiará el 65% del costo del proyecto con deuda financiera total de \$39,275 millones, los cuales serán desembolsados durante los dos primeros años, teniendo en cuenta las etapas de construcción del proyecto.

a. Desembolso 1 (Año 1): \$10,061 millones

b. Desembolso 2 (Año 2): \$29,215 millones

D. Tasa: DTF EA + 0 Pbs (Línea de redescuento por energías renovables - Findeter)

6. **Aportes de Capital:** el Banco establece que los aportes de los socios deben ser al menos el 35% de la inversión inicial.

7. **Tasa de descuento:** La tasa de descuento será el WACC de la empresa. los parámetros para calcular el WACC son los siguientes:

a. **Ke:** el Ke, toma como tasa libre de riesgo la tasa a valor de mercado de los TES con vencimiento Agosto 2026. Se asume una prima de mercado del 5%. Para el cálculo del Beta, se tiene en cuenta el promedio del beta desapalancado de algunas empresas del sector de energías renovables en EEUU, este beta se multiplica por el coeficiente de relación entre el mercado de EEUU y Colombia, el cual se calcula a través de una regresión lineal diaria entre el COLCAP y S&P500. Posteriormente, el beta obtenido se apalanca de acuerdo a la estructura de capital de la empresa.

b. **Kd:** Se hace una proyección total del flujo de la deuda adquirida y se calcula la TIR del flujo para obtener el costo real de la deuda. Se asume que no hay costos transaccionales adicionales.

8. **Impuestos:** Según la Ley Ley 1715 del 2014- Los proyectos FNCE (Fuentes no convencionales Energías), tendrán derecho a disminuir de su renta el 50% del valor total de la inversión realizada, durante los primeros 5 años después de realizada la inversión. Sin embargo este beneficio no puede ser superior al 50% de la renta líquida. Esto se incorporó al modelo, y por lo tanto en las proyecciones los primeros 5 años de operación la PCH no pagará impuesto de renta.

Los equipos comprados para el proyecto, están excluidos de IVA.

7. Valoración del proyecto

a. Valoración sin incluir flexibilidad: Flujo de caja Descontado

Teniendo en cuenta los supuestos mencionados en la sección anterior, se realizó la proyección del P&G, Balance, flujo de caja y flujo de caja libre. El valor presente del proyecto, sin incluir incertidumbre y flexibilidad es de \$36,739 millones.

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 6 Flujo de caja y valoración proyecto sin opciones reales

COP millones

	2017	365 2018	365 2019	366 2020	365 2021	365 2022	365 2023	366 2024
Margen EBITDA			0.0%	77.5%	77.5%	77.5%	77.5%	77.5%
Ingresos	-	-	-	7,872	8,137	8,402	8,667	8,932
Opex	-	1,031	1,251	1,771	1,828	1,886	1,947	2,009
EBITDA	-	(1,031)	(1,251)	6,101	6,309	6,516	6,720	6,923
Capex	-	(12,748)	(42,646)	-	(46)	(47)	(49)	(50)
Capital de Trabajo	\$	(2,650.19)	\$ (2,287.28)	\$ (1,396.74)	\$ (153.39)	\$ (156.95)	\$ (160.50)	\$ (164.05)
Impuestos	\$	-	\$ -	\$ (633.55)	\$ (702.26)	\$ (770.38)	\$ (837.87)	\$ (904.73)
Beneficio				\$ 633.55	\$ 702.26	\$ 770.38	\$ 837.87	\$ 904.73
FCL sin beneficio	-	(16,429)	(46,184)	4,071	5,408	5,541	5,673	5,804
FCL	-	(16,429)	(46,184)	4,704	6,110	6,312	6,511	6,709
WACC		4.61%	4.70%	4.93%	5.13%	5.39%	5.72%	6.12%
Indice WACC		1.05	1.10	1.15	1.21	1.27	1.35	1.43
VNA FLUJO DE CAJA LIBRE		(15,704.70)	(42,167.68)	4,093.44	5,057.39	4,957.03	4,837.17	4,696.32
Σ VNA FLUJO DE CAJA LIBRE		(15,704.70)	(57,872.38)	(53,778.94)	(48,721.56)	(43,764.53)	(38,927.36)	(34,231.04)
Horizonte de Análisis		7						
VNA A 7 AÑO		(34,231)						
VNA Valor Residual		70,970						
Gradiente		2.00%						
VALOR CORPORATIVO		36,739						
Σ VNA Deuda financiera		37,047.21						
VALOR PATRIMONIAL		73,786.40						

F
Fuente:
Elaboración propia

b. Inclusión flexibilidad en la valoración

Existen dos factores principales que afectan el riesgo del proyecto, el precio de la energía y la cantidad de energía generada por la PCH. Dichos factores, serán considerados como las variables aleatorias del proyecto, es decir, que estos factores son los generadores de la volatilidad del valor presente obtenido en el flujo de caja.

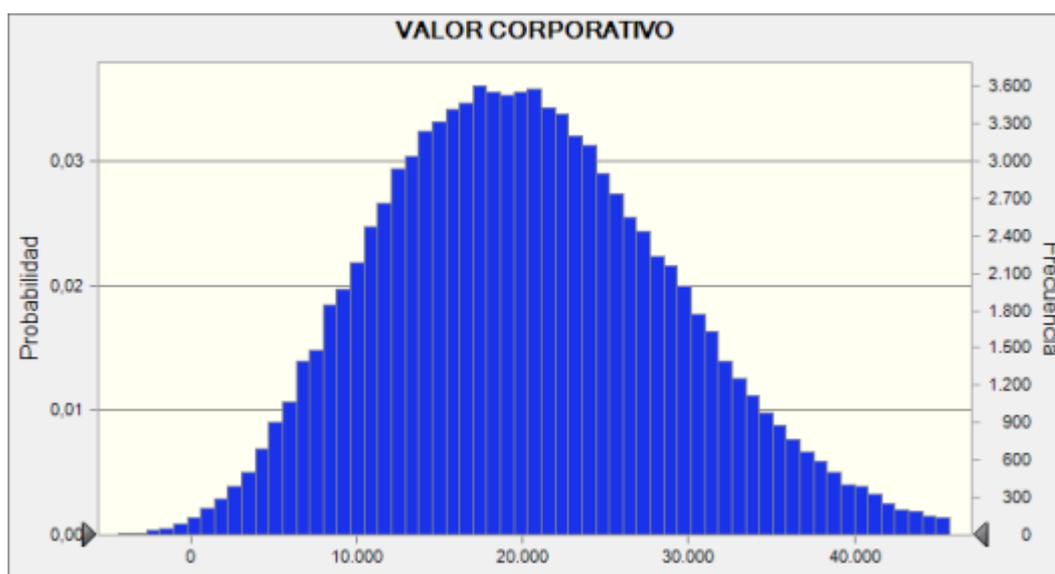
1. El precio de la energía: El precio de los contratos depende del precio spot de la energía, el cual está influenciado por factores de mercado y factores climáticos. Teniendo en cuenta los datos diarios de los últimos 10 años del precio de la energía, se estableció que dicha variable se comportaba a través de una distribución GAMMA. Al graficar el precio de la energía de mayor a menor, su distribución es similar a la Gamma, al tener pocas observaciones en los datos más pequeños y más altos.

Para el 2015, se presenta el fenómeno del niño más fuerte durante los últimos 50 años, por lo tanto el precio de la energía alcanzó precios superiores a \$1,200 lo cual se considera un evento atípico, que distorsionan la características de la distribución. Dado que no se espera que se repita dicho fenómeno durante los próximos 5 años, la serie de datos se modificó, eliminando los valores por encima de 3 desviaciones estándar, es decir, se retiraron de la serie de datos las observaciones superiores a \$500.

2. Energía generada: el porcentaje de energía generada depende directamente del nivel de los caudales de los ríos, los cuales presentan cierta ciclicidad durante el año. Para establecer la distribución de esta variable, se tuvo en cuenta el comportamiento del nivel de la generación promedio de energía de caudales en Colombia durante los últimos diez años. La distribución resultante de dicho análisis es la distribución Beta. Adicionalmente se estableció como mínimo el 40% de la capacidad instalada y como máximo el 95%, teniendo en cuenta el comportamiento histórico de las PCHs.

Teniendo en cuenta las variables aleatorias anteriormente mencionadas, se utiliza el método de Montecarlo, realizando 100,000 simulaciones del valor corporativo del proyecto, con el objetivo de obtener la volatilidad del VPN del mismo, teniendo en cuenta los cambios en los precios de la energía y en la generación de la PCH.

Gráfica 7 Valor Corporativo



Dicha simulación, arroja que el VPN del proyecto tiene un comportamiento similar a una distribución normal, con media \$20,416 millones de Pesos y desviación standard de \$9,0382 millones. El VPN de la PCH oscila en un rango de -\$4,329 millones hasta \$77,711 millones.

Tabla 7 Estadísticas

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	36.739
Media	20.416
Mediana	19.820
Modo	---
Desviación estándar	9.038
Varianza	81.682.777
Sesgo	0,4248
Curtosis	3,21
Coefficiente de variación	0,4427
Mínimo	(4.329)
Máximo	77.711
Ancho de rango	82.040
Error estándar medio	29

Fuente: Elaboración propia

c. Justificación Opción real de expansión

Incrementar la capacidad de generación de la PCH depende del comportamiento de la demanda, como se evidenció en la primera parte del trabajo, la demanda de energía en el país tiene una tendencia creciente, sin embargo la decisión de expansión depende del ritmo del crecimiento de ésta, se evaluará si es conveniente la expansión o mantenerse con el proyecto inicial. Adicionalmente, es importante tener en cuenta que expandir la capacidad en una PCH, hace parte de proyectos que busca incentivar el gobierno a través de líneas de crédito especiales y beneficios tributarios. Teniendo en cuenta lo anterior, la expansión estaría condicionada al comportamiento de la demanda (incrementa o se mantiene en los mismos niveles).

El proyecto actual tiene una capacidad de 7MWh, se podría incrementar 7MWh, al incluir una turbina con las mismas características a la original, con lo cual la capacidad final de la PCH sería de 14 MWh, al tener una capacidad menor a 20 MWh, aún se consideraría una PCH. El costo de la inversión se estima en USD 2M por MW instalado. La decisión de expandirse comenzaría desde el inicio del 4to año, hasta el final de los siete años, es decir un año después de que la planta entre en operación.

d. Valoración a través de Opciones reales: Expansión

La opción de expansión dependerá del comportamiento de la demanda, si la demanda crece a un ritmo acelerado, existe la oportunidad de expandir el proyecto e

incrementar los ingresos del mismo, por lo contrario si la demanda es estable, se puede mantener el status quo del proyecto.

A continuación se describen las variables usadas para la creación del árbol subyacente y la opción de expansión. Teniendo en cuenta el clima, que es un factor que afecta la volatilidad y disponibilidad de recursos del proyecto para generar energía, se decide realizar el árbol con periodicidad mensual, con el objetivo de capturar el impacto de las variaciones climáticas durante el año.

Tabla 8 Datos Árbol Binomial

Variable	Valor	Comentario
Spot	\$ 36,739.20	VNA del Proyecto
T	84	Meses, 7 años
Ramas	84	
Δt	1.0	Meses
Rf efectivo	6.52%	TES a Mdo vto en 2026
Rf continua	6.32%	
Factor de descuento	0.995	
Sigma anual	44.27%	
Sigma mensual	12.78%	

Datos Simulación	Millones COP	%
Media	\$ 20,415.97	
Desvest	\$ 9,037.85	44.27%
Variables Opción de expansión		
Coeficiente	2	Se incluye una turbina igual a la anterior al lado de la original. Capacidad de la Turbina 7MWh
Costo	\$ 41,720.00	2M usd por MW adicional.

	SIGMA	u	d	p	q
PCH	12.78%	1.1363	0.8800	0.48869	0.5113

Finalmente, el criterio de decisión es similar a una opción call americana:

1. Criterio Nodo Final, Máximo valor entre:
 - a. Expandir: el valor subyacente de ese nodo por factor de expansión menos costo de la inversión.
 - b. No expandir: Valor del subyacente en ese nodo
2. Criterio nodos posibilidad de expandir (desde el año 4 hasta el 7), Máximo valor entre:
 - a. Expandir: el valor subyacente de ese nodo por factor de expansión menos costo de la inversión.
 - b. Esperar y tomar decisión en el próximo periodo. Valor esperado de la opción traída a valor presente en ese nodo.

Teniendo en cuenta lo anterior, haciendo uso del método de opciones reales, el valor del proyecto es de \$64,347 millones, lo que representa un incremento en el valor del proyecto por FCD, dado que se incluye la posibilidad de expandir el proyecto si las condiciones del mercado son favorables. Esto quiere decir que al incluir el valor estratégico de la opción de expandir, el proyecto genera un valor agregado para los inversionistas.

8. Conclusiones

La aplicación de la metodología de opciones reales en los proyectos de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, disminuye la incertidumbre ante cambios en los precios, demanda y condiciones climáticas, al incluir la flexibilidad de la toma de decisiones durante la vida del proyecto.

El método de valoración a través de opciones reales se ajusta de mejor manera a las características de los proyectos de inversión en PCH, puesto que captura el valor estratégico que se genera por la incertidumbre que existe en este tipo de proyectos, dado que las condiciones del sector hidroeléctrico en Colombia y las características de las PCHs, hacen posible la toma de decisiones durante la vida del proyecto.

Adicionalmente, al realizar la valoración a través de opciones reales, se tiene en cuenta implícitamente los diferentes escenarios que pueden afectar el comportamiento de una pequeña central hidroeléctrica como el comportamiento del clima y variaciones en el precio de la energía.

Al incluir la flexibilidad en este tipo de proyectos el valor corporativo se incrementa, lo que indica que la posibilidad de tomar decisiones durante la vida en el

proyecto tiene un impacto positivo en el mismo, esta situación puede hacer mas atractivo el proyecto para inversionistas potenciales.

En este caso en particular, se evaluó la posibilidad de expandir la capacidad de generación de la PCHs, dado el comportamiento de la demanda de energía en Colombia. La oportunidad de expandirse es una decisión que pueden tomar los inversionistas, puesto que involucra la estrategia de las organizaciones a lo largo del análisis financiero de las opciones, ya que como se demostró a lo largo de este trabajo, esta alternativa permite reducir la incertidumbre.

Bibliografía

- Álvarez, F., López, P., & Venegas-Martínez, F. (2011). *Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de energía nuclear en México*.
- APPA. (2015). <http://www.appa.es/>. Obtenido de http://www.appa.es/descargas/Resumen_Estudio_ACV.pdf.
- Arango, M., Arroyave, E., & Hernández, J. (2013). *Valoración De Proyectos De Energía Térmica Bajo Condiciones De Incertidumbre A Traves De Opciones Reales*.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, Vol. 81, No. 3 (May - Jun., 1973), 637-654.
- Calle, A., & Tamayo, V. (2008). *Decisiones de inversión a través de opciones reales*. Medellín.
- Cañadas, J. A., & Belmonte, P. C. (2011). *La aplicación de primas y descuentos en la valoración de empresas*. Universidad de Almería, Almería, España.
- Cayón, E., & Sarmiento, J. (2005). *Análisis de Opciones Reales: un enfoque delta-gamma para la evaluación de proyectos de inversión real*.
- Copeland, T., & Tufano, P. (2004). *A Real - World Way To Manage Real Options*. Harvard Business Review.
- COPELAND, T. K. (2001). *Valuation: Measuring and managing the value of company*. McKinsey & Company 5th edition.
- Copeland, T. y. (2006). *Real options*. J. Ross Publishings.
- Cox, J., Ross, S., & Rubinstein, M. (1979). *Option Pricing: A Simplified Approach*. Journal of Financial Economics.
- Dumrauf, G. L., & Velez-Pareja, I. (2003). *Consideración de la flexibilidad en el análisis: Opciones Reales*. Buenos Aires, Argentina: Universidad del CEMA.
- Fabio Emiro Sierra Vargas, A. F. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: *Metarevistas*, 73-85. Obtenido de http://sena.metarevistas.org/index.php/inf_tec/article/view/22/27
- Fernandez, P. (2008). *Método de valoración de empresas*. Barcelona, España: IESE Business School.
- Fernandez, P. (2008). *Valoración de opciones reales: dificultades, problemas y errores*. Barcelona, España: IESE Business School.
- Fernandez, P. (2009). *Valoración de empresas por descuento de flujos: Diez métodos y siete teorías*. Barcelona, España: IESE Business School.
- Fernandez, P. (2015). *La prima de riesgo del mercado (risk premium): histórica, esperada, exigida e implícita*. Barcelona, España: IESE Business School.

Gravdehaug, G., & Remmen, R. (2011). *Real Option in small Hydropower Investments: An Empirical Study from Norway*. Norwegian University of Science and Technology.

Grey, M. I. (2011). *Valoración de Empresas Hidroeléctricas mediante Opciones Reales*. Medellín: Universidad Nacional de Medellín.

Gutierrez, H., & Leyton, J. (1993). *Opciones Sobre Centrales Eléctricas*. Instituto de Economía, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Hernández, M., Sánchez, N., Polo, A., & Gomez, J. (2014). • *Evaluación De La Viabilidad Del Montaje De Una Pequeña Central Hidroeléctrica –PCH- Para Emcali Con Una Herramienta*. Colombia.

Hidalgo, J. (2014). *Aplicacion y Comparacion de Algorimots de Valoracion de Opciones Reales para la Evaluacion de Proyectos de Generacion Electrica bajo Incertidumbre*.

Isaza, F., & Botero, S. (2014). *Aplicación de las Opciones Reales en la Toma de Decisiones en los Mercados de Electricidad*. Bogotá.

Kjærland, F., & Larsen, B. (2010). *The value of operational flexibility by adding thermal to hydropower: A real option approach*.

Kodukula, P., & Papudesu, C. (2006). *Project Valuation Using Real Options*.

Kulatilaka, N. (1993). *The value of flexibility: The case of a dual fuel industrial steamboiler*. Financial Management.

Kulitalika, N. (1988). *Valuing the flexibility of flexible manufacturing systems*. IEEE Transactions on Engineering Management.

Lee, H., Park, T., Kim, B., Kim, K., & Kim, H. (2012). *A real option-Based Model For Promoting Sustainable Energy Projects Under the Clean Development Mechanism*.

Luehrman, T. (1998). *Investment opportunities as Real Options: Getting Started on the Number*. Harvard Business Review.

Luehrman, T. (1998). *Strategy As Part of Portfolio of Real Options*. Harvard Business Review.

Mascareñas, J. ((Version Original: 1999) 2007). *Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid .

Mascareñas, J. (2008). *Ejercicios sobre opciones reales en la valoración de proyectos de inversión*. Universidad Complutense de Madrid .

Maya, C., Hernández, J., & Gallego, Ó. (2012). *La Valoración De Proyectos De Energía Eólica En Colombia Bajo El Enfoque De Opciones Reales*.

Méndez, M., & Lamothe, P. (2009). *Real Options Valuation of a Wind Farm*. Madrid: Universidad Autónoma de Madrid.

Perez, S. (2015). *Metodología Para la Valoración de Proyectos de Generación Eléctrica en Colombia Via Opciones Reales*. Medellín .

Pérez-Iñigo, J. M. (1999). *Innovación Financiera. Aplicaciones para la*. Mc Graw - Hill .

Thompson, M., Davidson, M., & Rasmussen, H. (2004). *Valuation and Optimal Operation of Electric Power Plants in Competitive Markets*. Informs.

Ulloa, H. (2008). *Evaluación Comparativa de Centrales de Generación de Energías Renovables*.

UPME. (2015). *Plan De Expansión De Referencia Generación – Transmisión 2015-2029*.

UPME, Colciencias, & Javeriana, U. (2015). *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia*. Bogotá.

UT CIDET – IEB . (12 de Diciembre de 2015). <http://www1.upme.gov.co/>. Obtenido de <http://www1.upme.gov.co/estudio-mapas-de-ruta>.

Venegas Martínez, F., & Fundia Aizenstat, A. (2006). Opciones Reales, Valuación Financiera de Proyectos y Estrategias de Negocios: Aplicaciones al caso Mexicano. *El trimestre Economico Voulmen 73 no.290*, 363-405.

XM. (2015). <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>. Obtenido de <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/2-4-Generaci%C3%B3n-del-SIN.aspx>.