

MODELO DE VALORACIÓN FINANCIERA PARA PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS (PCH) BAJO CONDICIONES DE INCERTIDUMBRE

VANESSA MORALES GORDILLO

JOSE ARMANDO RODRÍGUEZ GÓMEZ



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI

2013

MODELO DE VALORACIÓN FINANCIERA PARA PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS (PCH) BAJO CONDICIONES DE INCERTIDUMBRE

Trabajo de Grado para Optar por el Título de:

Ingeniero Industrial

VANESSA MORALES GORDILLO

JOSE ARMANDO RODRÍGUEZ GÓMEZ

DIRECTOR

PhD. DIEGO FERNANDO MANOTAS DUQUE



UNIVERSIDAD DEL VALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

INGENIERÍA INDUSTRIAL

SANTIAGO DE CALI

2013

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Jurado: _____

Jurado: _____

Jurado: _____

Santiago de Cali, 06 de diciembre de 2013

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

A Dios por tantas oportunidades. A mis padres que con esfuerzo y dedicación han hecho posible cada paso en el camino, cada sueño cumplido. Gracias a toda mi familia, amigos, compañeros, profesores y personas que de una u otra manera han hecho parte de este largo camino y han influido en la realización de este nuevo logro. A mi compañero de tesis por su constancia y comprensión; por no desfallecer ante las adversidades y por el contrario permanecer constante y brindarme todo su apoyo. A Esteban Maya por su amor y apoyo incondicional.

Vanessa Morales Gordillo

A Dios por tantos privilegios y sostener mi vida en cada paso incluyendo este y permitirme estudiar en tan privilegiado lugar, a mis padres y hermano por su incondicional apoyo y amor. A cada docente, compañeros y amigos que hicieron de esta una inolvidable y enriquecedora experiencia de vida, a mi compañera que sin planearlo logró este trabajo de grado me dejara una buena amiga.

Jose Armando Rodríguez Gómez

Un agradecimiento a los docentes del programa por cada una de sus enseñanzas, especialmente al profesor Diego Fernando Manotas Duque, que no sólo nos acompañó en este proceso brindándonos sus conocimientos sino además fue incondicional en la realización de este trabajo. Gracias por su confianza, todo su apoyo y cada una de sus palabras.

Los Autores

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. PLANTEAMIENTO O FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
2. OBJETIVOS.....	7
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	7
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
3. ASPECTOS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	8
3.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	8
3.2 OPERACIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	10
3.3 MARCO INSTITUCIONAL	11
3.4 MARCO LEGAL.....	12
4. GENERACIÓN ENERGÉTICA Y SUS EMISIONES DE CO ₂	15
4.1 FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA.....	15
4.2 ENERGÍA RENOVABLE.....	16
4.3 RAZONES PARA IMPULSAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	17
4.4 LA PARADOJA DE LA GENERACIÓN	19
4.5 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLES EN COLOMBIA	21
4.5.1 Potencial de Generación de las Fuentes Renovables en Colombia.....	21
4.5.2 Potencial Energía Solar.....	21
4.5.3 Potencial Energía Eólica	22
4.5.4 Potencial Energía a partir de Biomasa.....	23
5. ASPECTOS GENERALES DE LAS PCH.....	24
5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL, COMPONENTES, CARACTERÍSTICAS	24
5.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PCH'S:.....	25
5.3 PCHS, EN EL MUNDO	28
6. ASPECTOS GENERALES DE LAS PCH EN COLOMBIA	30
6.1 POTENCIAL DE GENERACIÓN A PARTIR DE PCH EN COLOMBIA.....	30
6.2 NORMATIVIDAD	31
7. FACTORES DE RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO	34
7.1 RIESGO DE MERCADO.....	34
7.1.1 Riesgo de Precio.....	34
7.2 RIESGO OPERACIONAL.....	36
7.2.1 Riesgos por Personal:	36
7.2.2 Riesgos por los Sistemas de Control Interno:	36
7.2.3 Riesgos por los Sistemas de Tecnologías de la Información:.....	37

7.3	RIESGO REGULATORIO O POLÍTICO.....	37
7.4	RIESGO DE LIQUIDEZ	37
7.5	RIESGO CLIMATOLÓGICO	37
7.6	OTROS RIESGOS.....	38
7.7	IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES DE RIESGO EN UNA PCH	38
7.7.1	Precio de la Energía.....	38
7.7.2	Precio en el Largo Plazo	39
7.7.3	Precio de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs).....	40
7.7.4	Factor de Carga	40
8.	ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE RIESGO	41
8.1	MEDIDAS DE RIESGO.....	42
8.1.1	Varianza.....	42
8.1.2	Valor en Riesgo (Value-at-Risk, VaR).....	42
8.1.3	Valor en Riesgo Condicional (Conditional Value-at-Risk, CVaR).....	43
8.2	MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS MEDIDAS DE RIESGO	44
8.2.1	Simulación de Monte Carlo.....	44
9.	MODELO DE VALORACIÓN DE UNA PCH.....	46
9.1	VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	46
9.2	SUPUESTOS GENERALES.....	48
9.2.1	Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital CPPC	50
9.2.2	Costos de Inversión.....	52
9.3	INGRESOS POR ENERGÍA	53
9.3.1	Cantidad de Energía Generada (Q')	53
9.3.2	Factor de Planta.....	54
9.3.3	Cantidad de Energía Vendida (Q'')	54
9.3.4	Precio e Ingresos por Venta de Energía	55
9.4	INGRESOS POR LA VENTA DE CERs.....	55
9.5	PARÁMETROS DE CADA ESCENARIO	57
9.5.1	PCH 5 MW	57
9.5.2	PCH 10 MW	58
9.5.3	PCH 20 MW Caso Estudio	59
10.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
10.1	MODELO DETERMINÍSTICO.....	61

10.1.1	Escenarios de Inversión	61
10.1.2	Factor de Carga	63
10.1.3	Estructura de Capital	64
10.2	MODELO PROBABILÍSTICO.....	64
10.2.1	Caso 1: PCH 5 MW	65
10.2.2	Caso 2: PCH 10 MW	71
10.2.3	Caso 3: PCH 20 MW	76
10.3	OPCIONES REALES.....	87
11.	Conclusiones Y Recomendaciones	92
12.	BIBLIOGRAFÍA	97
	ANEXOS.....	103

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 3.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	9
FIGURA 3.2 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
FIGURA 4.1 EMISIONES GLOBALES DE CO ₂ POR SECTOR EN 2009.....	15
FIGURA 4.2 PORCENTAJE DE COMBUSTIBLES EN EL SUMINISTRO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA	16
FIGURA 5.1 COMPONENTES DE UNA PCH.....	24
FIGURA 9.1 COSTO ÍNDICE DE INSTALACIÓN EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD	52
FIGURA 9.2 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL PRECIO DE CER US\$/TON CO ₂	56
FIGURA 10.1 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA....	65
FIGURA 10.2 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA	66
FIGURA 10.3 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA	67
FIGURA 10.4 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA	68
FIGURA 10.5 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN	69
FIGURA 10.6 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN	69
FIGURA 10.7 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA – PCH 10MW.....	71
FIGURA 10.8 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA -PCH 10MW	72
FIGURA 10.9 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA -PCH 10MW.....	73
FIGURA 10.10 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA -PCH 10MW	74
FIGURA 10.11 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN.....	75
FIGURA 10.12 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN.....	75
FIGURA 10.13 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA - PCH 20MW.....	77

FIGURA 10.14 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA - PCH 20MW	78
FIGURA 10.15 VPN SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA -PCH 20MW	79
FIGURA 10.16 TIR SIMULANDO LA VARIACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y EL FACTOR DE CARGA -PCH 20MW	80
FIGURA 10.17 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN.....	82
FIGURA 10.18 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN VARIABLES SIMULADAS VS VPN.....	82
FIGURA 10.19 SUPERPOSICIÓN VPN PCH 5MW VS VPN PCH 10MW	84

LISTA DE TABLAS

TABLA 3.1 PARTICIPACIÓN DE LAS FNCE EN EL SIN Y ZNI.....	14
TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FUENTES DE ENERGÍA CONVENCIONAL Y RENOVABLE	18
TABLA 4.2 POTENCIAL ENERGÍA SOLAR POR ÁREA	21
TABLA 4.3 RANGO DE RADIACIÓN SOLAR GLOBAL.....	22
TABLA 4.4 RECURSO EÓLICO DE COLOMBIA.....	23
TABLA 5.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PCH SEGÚN LA CREG.	26
TABLA 5.2 CLASIFICACIÓN PCH SEGÚN LA OLADE	27
TABLA 6.1 PROYECCIONES DE EXPANSIÓN DE PCH.....	31
TABLA 9.1 PARÁMETROS DEL WACC.....	50
TABLA 9.2 DETALLES TÉCNICOS PCH 5MW	57
TABLA 9.3 COSTOS DE INVERSIÓN PCH 5MW	57
TABLA 9.4 COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PHC 5MW.....	58
TABLA 9.5 DETALLES TÉCNICOS PCH 10MW	58
TABLA 9.6 COSTOS DE INVERSIÓN PARA UNA PCH 10MW	58
TABLA 9.7 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PCH 10MW	59
TABLA 9.8 DETALLES TÉCNICOS PARA UNA PCH 20MW	59
TABLA 9.9 COSTOS DE INVERSIÓN PARA UNA PCH DE 20MW.....	59
TABLA 9.10 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA PCH AMAIME.	60
TABLA 10.1 CUADRO RESUMEN RENTABILIDAD DE CADA ESCENARIO	61
TABLA 10.2 RESULTADOS ESCENARIOS DE INVERSIÓN – PCH 5MW	62
TABLA 10.3 RESULTADOS ESCENARIOS DE INVERSIÓN – PCH 10MW	62
TABLA 10.4 RESULTADOS ESCENARIOS DE INVERSIÓN – PCH 20MW	62
TABLA 10.5 VPN VS FACTOR CARGA PARA UNA PCH 5 MW.....	63
TABLA 10.6 VPN VS FACTOR CARGA PARA UNA PCH 10 MW.....	63
TABLA 10.7 VPN VS FACTOR CARGA PARA UNA PCH 20 MW.....	63
TABLA 10.8 % DE DEUDA VS VPN - PCH 5MW	64
TABLA 10.9 % DE DEUDA VS VPN - PCH 10 MW	64
TABLA 10.10 % DE DEUDA VS VPN - PCH 20MW	64
TABLA 10.11 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL.....	66
TABLA 10.12 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL SIMULANDO PRECIO ENERGÍA Y FACTOR DE CARGA	68
TABLA 10.13 VPN VS PRECIO DE CERS (USD)	70

TABLA 10.14 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL SIMULANDO PRECIO ENERGÍA	72
TABLA 10.15 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL SIMULANDO PRECIO ENERGÍA Y FACTOR DE CARGA, PARA PCH 5 Y 10 MW	74
TABLA 10.16 VPN VS PRECIO DE CERS (USD) PCH 10 MW	76
TABLA 10.17 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL SIMULANDO PRECIO ENERGÍA, PARA PCH 20 MW	78
TABLA 10.18 DATOS PARA EL VPN Y TIR DEL FCL SIMULANDO PRECIO ENERGÍA Y FACTOR DE CARGA, PARA PCH 20 MW	80
TABLA 10.19 VPN VS PRECIO DE CERS (USD) PCH 20 MW	83
TABLA 10.20 DATOS COMPARACIÓN, SUPERPOSICIÓN VPN PCH 5MW VS VPN PCH 10MW	84
TABLA 10.21 PERCENTILES PCH 5MW VS PCH 10MW	86
TABLA A.1 DATOS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	103

INTRODUCCIÓN

Los mercados eléctricos han experimentado una serie de cambios fundamentales generados por la desregulación, iniciada en el Reino Unido en los años 80 y que consiste en separar la generación, distribución y comercialización de energía, abriendo el mercado a la participación de nuevos interesados (Navas, Lozano, & Manotas, 2011). En Colombia desde la entrada en vigencia de la Ley 142 y 143 de 1994¹, que establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad se abrió la puerta a la participación privada en toda la cadena de valor (Arias & Agudelo, 2011).

La inversión en el sector eléctrico tiene al menos tres características, primero la inversión es parcial o completamente irreversible; segundo, factores como el riesgo en los precios, la evolución del mercado y la incertidumbre por una política intervencionista, pueden tener un efecto importante en el desempeño financiero; y tercero, sin planificación centralizada, en el que el momento de inversión es discrecional, los inversionistas tienen la opción pero no la obligación de invertir en un proyecto en un momento determinado (Yang et al., 2008).

La importancia del sector eléctrico radica en la necesidad de la energía eléctrica como un insumo básico para el bienestar de una población, así como para el desarrollo económico de una nación y lograr esto conservando y protegiendo los recursos naturales, en el marco del desarrollo sostenible.

La respuesta a este desarrollo sostenible son las fuentes de generación renovables, que requieren de estudios del área financiera para el mercado eléctrico, con el fin de evaluar el riesgo asociado, el momento de inversión óptimo y el tamaño de la inversión (Bøckman, Fleten, Juliussen, Langhammer, & Revdal, 2008; Elverhøi, Fleten, Fuss, Marte, & Szolgayova, 2010; Fleten, Maribu, & Wangensteen, 2007). Dentro de los riesgos financieros asociados se

¹ La ley 142 de 1994 o de servicios públicos y domiciliarios, y la ley 143 de 1994 formula las bases para la creación del ente regulador, bajo el nombre de Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG

encuentran, el riesgo del mercado, asociado con los movimientos en precios de los activos que componen un portafolio, el riesgo de crédito, el riesgo de liquidez, los riesgos operacionales y legales (Navas et al., 2011).

Para el presente trabajo de grado se abordará el tema desde la valoración de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), mediante una modelación que correlacione los principales factores operacionales y financieros, que permita determinar el valor presente de los flujos de una PCH. Generando tres (3) escenarios de inversión, operación y mantenimiento para una PCH de 5MW, 10MW y 20 MW este último un caso estudio, con el propósito de valorar a partir de tres fuentes distintas de información, dado que las características propias de este sector no permiten calcular una linealidad de acuerdo al tamaño de inversión y es cada proyecto un escenario único de inversión. Las incertidumbres para esta inversión se analizarán en un periodo de valoración de veinte años y dependerán del precio de la energía, del factor de planta y de los ingresos por la venta de CERs (Certificados de reducción de emisiones). Para incorporar esta incertidumbre se emplea la simulación de Monte Carlo que brinda una visualización más íntegra de los posibles escenarios de rentabilidad del proyecto, que el análisis determinístico, para el análisis de resultados y la valoración de riesgos.

1. PLANTEAMIENTO O FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El servicio de energía eléctrica es crucial para el bienestar del ser humano y para el desarrollo de la economía de un país, aun así actualmente se tiene que más de 1.3 billones de personas en el mundo están sin acceso a energía eléctrica (IEA, 2011a) lo que demuestra la necesidad de aumentar tanto los niveles de generación para sostener el crecimiento económico de cada país, así como extender su cobertura para llegar especialmente a las poblaciones rurales que no están interconectadas al sistema eléctrico nacional. Sin embargo con el tiempo la brecha entre el objetivo de suplir las necesidades de electricidad a la sociedad y hacerlo manteniendo un desarrollo sostenible que preserve los recursos naturales ha ido tomando distancia. El sector de energía es de lejos la más grande fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, acumulando más de dos terceras partes del total en 2010 (Cerca del 90% de emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con energía son CO₂ y alrededor de 9% son metano [CH₄]), se proyecta por ejemplo que para el año 2035 las emisiones lleguen a 35,4 Gt de CO₂ (International Energy Agency, 2013)

El 43% de las emisiones provenientes de la combustión de combustible que representan 12,5 Gt CO₂ (gigatoneladas de dióxido de carbono) fueron producidas a partir de carbón, 37% de las emisiones que equivalen a 10,6 Gt CO₂ fueron producidas a partir de petróleo y 20% de las emisiones que equivalen a 5,8 Gt CO₂ fueron producidas a partir de gas (IEA, 2011b). Lo que hace evidente la necesidad de abastecer esta demanda energética a través de recursos limpios que se conocen formalmente como los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

Este nivel de emisión de CO₂ ya tienen un drástico impacto sobre las condiciones ambientales, en mayo de 2013 los niveles de CO₂ excedieron las 400 partes por millón por primera vez en varios cientos de miles de años. (International Energy Agency, 2013).

En consecuencia, la energía tiene un papel crucial que desempeñar en la lucha contra el cambio climático, considerando además que a pesar de la evolución

positiva en algunos países, las emisiones globales relacionadas con la energía de CO₂ aumentaron en un 1,4% hasta alcanzar los 31,6 Gigatoneladas (Gt) en 2012, un máximo histórico. Retrasar acciones más fuertes contra el cambio climático para 2020 tendría un costo: si se evitan inversiones en medios de generación con bajos niveles de emisiones por \$ 1.5 trillones de dólares antes del 2020, se requerirían 5 billones de dólares de inversiones adicionales para volver a la ruta que contribuya a mitigar al cambio climático. (International Energy Agency, 2013)

En Colombia se espera una tasa media de crecimiento de la demanda energética del 3,6% anual entre los años 2010 y 2020 y del 3,5% para el periodo 2021 a 2030 (UPME, 2011), crecimiento significativo considerando que para el año 2009 el sector energético dio cuenta del 22% del impuesto a la renta (Unión temporal Universidad Nacional - Fundación Bariloche Política Energética, 2010).

Aunque la nación cuenta con una gran cantidad de recursos energéticos como carbón, petróleo, gas (INEA, 1997) entre otros, la preocupación radica en los impactos ambientales generados por el uso de estos combustibles; durante el año 2009 las emisiones de CO₂ para los países en desarrollo se incrementaron en un 54%, de este porcentaje la generación de electricidad y vapor fue responsable del 41% de las emisiones mundiales de CO₂, debido principalmente a un aumento en la demanda de carbón.

La contaminación generada por estos combustibles y la preocupación por el calentamiento global como una de las principales consecuencias de estas emisiones (IEA, 2011b) se convierten en un escenario que potencializa la importancia de aprovechar los recursos energéticos no convencionales de carácter renovables, de estos recursos renovables, el agua utilizada por las hidroeléctricas, es el más utilizado para la generación eléctrica de la nación, con una participación del 67.7% (Fernando & Mahecha, 2011); sin embargo dentro de los planes de expansión energética para el país los sitios para hacer grandes centrales hidroeléctricas se están agotando, cada vez son más

costosos y con un mayor impacto ambiental² lo que descarta el medio de generación más utilizado y hace necesario diversificar el portafolio energético.

Dada la gran riqueza hídrica de Colombia con un rendimiento hídrico promedio de 63 l/s-km² que supera seis veces el rendimiento promedio mundial (10 l/s-km²) (IDEAM, 2011) para este trabajo de grado se considerará solamente la valoración de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), definidas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) como aquellas, cuya capacidad de generación es menor a 20 Megavatios (MW) (UPME, 2005). Ya que estas PCH no solo son una fuente no convencional de energía (FNCE) lo que indica que su uso no contamina el medio ambiente y utilizan recursos naturales renovables e inagotables, sino que además brindan la posibilidad de atender total o parcialmente la demanda energética en las zonas no interconectadas (ZNI) las cuales son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Artículo 1 de la Ley 855 de 2003) sin las complicaciones propias de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas que requieren la construcción de presas. En Colombia el INEA (INEA, 1997) en 1997, identificó un potencial preliminar de 25.000 MW, del cual solo se había aprovechado cerca del 2% en todo el país. A 2010, se encontraban instalados 509.98 MW de aprovechamientos hidroenergéticos menores a 20 MW que suministran energía al Sistema Interconectado Nacional.(Fernando & Mahecha, 2011).

Las PCH pueden contribuir a aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico, especialmente en aquellas regiones que presentan un déficit interno en la producción de energía y que por tanto dependen de la interconexión al SIN, y que cualquier interrupción en el flujo de energía, por un daño en la red de transmisión, dejaría a la región con déficit sin la posibilidad de abastecer a sus usuarios.

² Arias Jimenez, F. (2011). EPM incumplió con el proyecto Porce IV: CREG. *El Colombiano*.

Estas pequeñas plantas generadoras como recurso de energía no convencional renovable, tienen pocos riesgos ambientales y un mayor uso contribuirá a reducir las emisiones de CO₂, mitigando el calentamiento global , lo que direcciona a las PCH como un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), un instrumento basado en el mercado de reducción de emisiones, que generen Gases de Efecto Invernadero (GEI) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2011). Lo que hace necesario considerar dentro de la valoración financiera el precio de la Tonelada de CO₂ que se quita a la atmósfera.

Lo anterior nos lleva a plantear las siguientes preguntas de investigación.

¿Cómo valorar acertadamente los rendimientos que puede generar la inversión en una PCH?

¿Cómo valorar adecuadamente la incertidumbre presente en los proyectos de generación eléctrica?

¿Cómo se afecta la toma de decisiones de inversión en el sector energético por el desarrollo de herramientas de valoración?

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo de valoración financiera para pequeñas centrales hidroeléctricas, considerando factores de riesgo financiero y las opciones reales implícitas, que sean identificadas al considerar la incertidumbre propia de esta clase de proyectos, para brindar al inversionista una herramienta más confiable para el proceso de toma de decisiones.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los principales factores de riesgo operacional y financiero presentes en las PCH mediante la revisión documental de casos tipo.
- Analizar los principales factores de riesgo operacional y financiero, identificados en las PCH, mediante análisis estadístico e indicadores coherentes de riesgo como VaR o CVaR.
- Identificar las principales opciones reales implícitas en proyectos tipo relacionados con PCH y plantas hidroeléctricas.
- Relacionar en un modelo el impacto de los factores analizados sobre el valor presente de los flujos de una pequeña central hidroeléctrica, incluyendo la valoración de las opciones reales identificadas, utilizando un software para análisis de riesgos financieros.
- Aplicar el modelo desarrollado a un caso estudio de una PCH en el Valle del Cauca, utilizando el mismo software para análisis de riesgos financieros.

3. ASPECTOS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

3.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El mercado eléctrico está compuesto por cuatro tipos de agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda, con la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para participar en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). El ente regulador CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) establece las reglas aplicables a este mercado (XM, 2013).

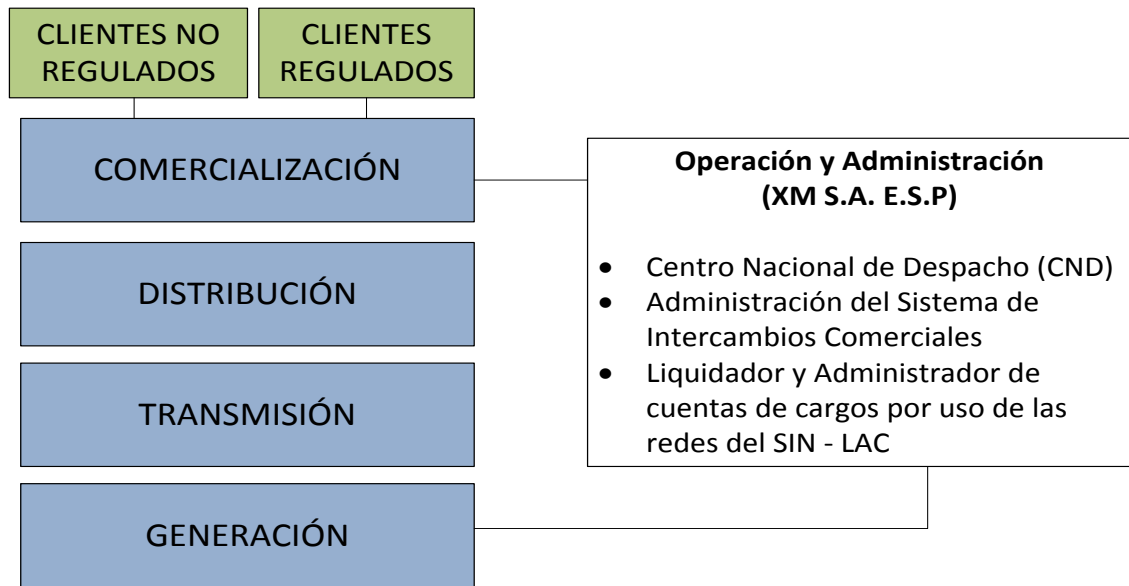
La operación y administración del mercado Colombiano lo realiza la Compañía de Expertos en Mercados, XM S.A E.S.P, la cual tiene a su cargo las funciones de:

Centro Nacional de Despacho (CND); encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) (XM, 2013).

Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC): encargado de calcular el ingreso regulado de los transportadores. La Figura 3.1 presenta un esquema del mercado eléctrico:

Figura 3.1 Estructura del Sector Eléctrico



Fuente: XM, Adaptado por los autores

Los usuarios del sistema pueden ser regulados o no regulado. Los primeros, son aquellos consumidores que reciben el suministro de energía eléctrica de distribución a precios regulados por la Superintendencia de Servicios Públicos. Por otro lado, los usuarios no regulados son todos aquellos consumidores que cumplen con condiciones establecidas por autoridades competentes: (1) tener una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh por instalación legalizada, definidos por la CREG; (2) estar en condiciones de contratar en forma independiente, el abastecimiento de electricidad directamente con los generadores, distribuidores u otro proveedor. Estos usuarios no regulados celebran contratos con los generadores estableciendo el precio de la electricidad sin intervención del estado (XM, 2013).

En la estructura del sistema de energía eléctrica existen organismos que se encargan de la dirección, planeación, regulación, control y vigilancia como se muestra en la Figura 3.2

Figura 3.2 Estructura Institucional del Sector Eléctrico



Fuente: XM. El mercado de energía mayorista y su administración, Febrero de 2008.

3.2 OPERACIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

El mercado de energía divide sus operaciones en corto y largo plazo, en el corto plazo los generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. Los comercializadores toman los precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa) precio único para todo el sistema en cada hora del día, determinado por medio de la corrida de un modelo de despacho de optimización horaria sin restricciones de transmisión, pero considerando las características técnicas de los recursos de generación(XM, 2013).

En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores registran sus contratos de compra y venta de energía ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía), valoradas al precio de Bolsa.

En el modelo empleado en Colombia, los contratos de compra-venta de energía entre agentes generadores y comercializadores son financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de los generadores.

3.3 MARCO INSTITUCIONAL

El principio rector de las políticas energéticas en todo el país ha sido contar con un abastecimiento confiable para atender sus propias necesidades de desarrollo al menor costo posible, considerando adicionalmente fenómenos como el cambio climático que han llevado al desarrollo de políticas que impulsen el uso de fuentes renovables de energía.

Colombia viene desarrollando este tipo de políticas desde 1984 primero a través de la División de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) del Ministerio de Minas y Energía (MME) encargada de evaluar y promoverlas, especialmente con énfasis en las Zonas No Interconectadas ZNI, para el año 1989 se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) y se le asignan funciones para promocionar las FNCE. Esta Comisión se transformó en 1992 en la UPME, año durante el cual también se creó la Comisión de Regulación Energética (CRE), antecesora de la CREG, encargada de la regulación del sector eléctrico y se reestructura el Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) para denominarse Instituto de Asuntos Nucleares y Energías Alternativas (INEA), con la función de elaborar programas científicos y tecnológicos para la intensificación del uso de las fuentes alternas de energía, iniciativas generadas en un marco de reestructuración del sector eléctrico en Colombia como consecuencia del fenómeno del niño de 1992 y que tuvo como consecuencia fuertes racionamientos de energía. En 1994 la Ley 143 creó la “División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía”, como dependencia del INEA, orientada principalmente hacia la demanda y le asignó a la UPME la función de establecer la manera de satisfacer los requerimientos de energía teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales. La ejecución de proyectos en sitios aislados estaba en cabeza del ICEL (transformado en el IPSE a partir de 1999).

En 1997 se suprimió el INEA y sus funciones en el campo de la energía fueron asignadas a la UPME, concentrando así la planeación energética de todos los recursos.

La Ley 697 de 2001 mediante la cual se promueve la utilización de energías alternativas y se da al Uso Racional y Eficiente de Energía (URE) el carácter de interés general, precisa el alcance de las energías renovables y alternativas, y a nivel institucional, asigna en cabeza del Ministerio de Minas y Energía la responsabilidad de la promoción y adopción de programas.(Consortio Energético CORPOEMA, 2010a)

3.4 MARCO LEGAL

A continuación se detallan algunas de las normas que han influenciado en el sector eléctrico y especialmente aquellas que incentivan la generación a partir de fuentes renovables.

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), se expidieron para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la constitución, mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley 143 de 1994, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado (XM, 2013).

Ley 629 de 2000 – Mecanismo de Desarrollo Limpio

Por medio de la cual se aprueba el “Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” permitiéndole así a Colombia hacer uso del Mecanismo de Desarrollo Limpio previsto en dicho Protocolo.

Ley 788 de 2002 - Estatuto Tributario

Esta Ley permite la exención de rentas durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas, siempre y cuando la obtención o venta de las reducciones certificadas de emisiones de GEI se efectué dentro de los términos del Protocolo de Kioto y se invierta el 50% de los ingresos por este concepto en obras de beneficio social. Este beneficio tributario no aplica para las PCH.

Se exime del IVA la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los GEI y por lo tanto al desarrollo sostenible, beneficio que perciben las PCH por ser MDL.

La Ley 1151 de 2007

Que promueve el desarrollo e implementación de soluciones energéticas, como energías renovables y/o limpias, desarrollo de programas de uso racional de la energía, consecución de recursos de cooperación internacional para cofinanciación de proyectos energéticos, transferencia de tecnologías y desarrollo de una gestión efectiva de la normatividad y regulación aplicable a las ZNI.

Plan de Acción para las FNCE expedido en 2010

Este plan de acción para las FNCE define las metas de participación en el SIN y el ZIN, para el año 2015 y 2020 que se muestran en la Tabla 3.1. Sin embargo este plan no define los mecanismos para lograr estas metas.

La Ley 697 de 2001

Consideró conveniente incluir un incentivo a tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables que se desarrollen en las zonas no interconectadas del país, consistente en el reconocimiento de una prima de riesgo tecnológico equivalente a 3,5 puntos del costo de capital propio, adicional al costo de capital definido en la Resolución.

Costo del servicio y tarifas al usuario final

En Colombia no existe una tarifa verde que permita reconocer los mayores costos en que incurran ciertas tecnologías de FNCE.

Tabla 3.1 Participación de las FNCE en el SIN y ZNI

Participación de las FNCE en el SIN	
Año 2015	3.5%
Año 2020	6.5%
Participación de las FNCE en las ZNI	
Año 2015	20% (*)
Año 2020	30%

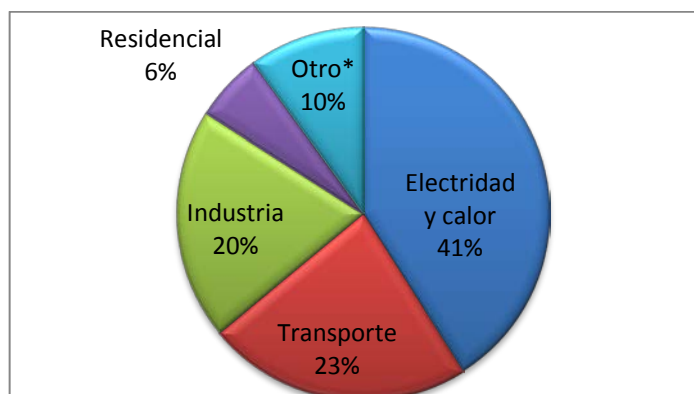
Fuente: Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE Vol 2. Consorcio Energético CORPOEMA, 2010.

(*) El 20% está compuesto por 8% de la capacidad actual más 12% provenientes de energía eólica, biomasa, PCH's y energía solar.

4. GENERACIÓN ENERGÉTICA Y SUS EMISIONES DE CO₂

La electricidad y calor, son los sectores que generan la mayor cantidad de emisiones de CO₂ a nivel mundial, siendo responsable del 41% de las emisiones globales de CO₂ en el 2009 (IEA, 2011b). A nivel mundial este sector depende en gran medida del carbón, países como Australia, China, India, Polonia y Sudáfrica producen entre el 68% y el 94% de su electricidad y calor mediante la combustión de carbón, ampliando así la participación en las emisiones globales. En la Figura 4.1, se muestran el porcentaje de emisiones generado por sector.

Figura 4.1 Emisiones globales de CO₂ por sector en 2009



*Otros incluye servicios público/comercial, agricultura, pesca, energía industrial distinta a generación de electricidad y calor, otras emisiones no especificadas.

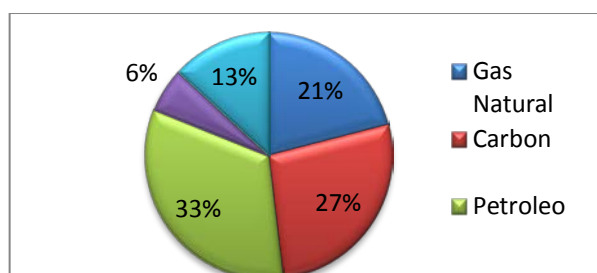
Fuente: Traducido de “CO₂ Emissions From Fuel Combustion Highlights, IEA, 2011”

4.1 FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

El impacto de la generación de energía en las emisiones de CO₂, y sus consecuencias sobre el calentamiento global, han incentivado la búsqueda y uso de tecnologías que no generen emisiones de CO₂. Las Fuentes No Convencionales de Energía (FCNE) son las que agrupan las fuentes de generación renovables (Energía solar, eólica, hidráulica, de la biomasa, de los océanos y geotermia) (Ernesto et al., 2006) y la energía nuclear, medios de generación de energía que no generan emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

En el 2009 el suministro total de energía primaria, fue de 12.169 Mtoe³, del cual 13.1% de energía o 1.589 Mtoe, fue producido de fuentes de energía renovables (IEA, 2011c) como se muestra en la Figura 4.2. La figura demuestra una baja participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FCNE) que agrupa las fuentes de generación renovables (Energía solar, eólica, hidráulica, de la biomasa, de los océanos y geotermia) (Ernesto et al., 2006) y la energía nuclear, medios de generación de energía que no generan emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Según el IPCC (Inter-governmental Panel on Climate Change) en su Cuarto Reporte de Valoración de 2007 concluyen que la mayoría de los incrementos observados en el promedio de temperatura global desde mediados del siglo 20 es muy probablemente debido al aumento observado en las concentraciones de gases de efecto invernadero antropogénicas (IEA, 2011b) confirmando la amplia aceptación científica de la relación entre las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático global. La producción y uso de energía tienen varias implicaciones ambientales dado que la energía representa cerca del 65% de las emisiones globales antropogénicas de gases de efecto invernadero.

Figura 4.2 Porcentaje de combustibles en el suministro mundial de energía primaria



Fuente: Traducido de "Renewables Information, IEA, 2011"

4.2 ENERGÍA RENOVABLE

La Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. define la energía renovable así:

"El término energía renovable se refiere a la electricidad suministrada de fuentes renovables, tales como viento y energía solar, geotérmica,

³ Million Tonnes of Oil Equivalent

hidroeléctrica y varias formas de biomasa. Estas fuentes de energía se consideran fuentes renovables debido a que sus fuentes de combustible se reponen continuamente”⁴

Las energías no renovables son por lo tanto aquellas que utilizan combustibles como carbón, petróleo, gas natural, cuyo suministro es limitado, por lo que generan emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Un caso especial es la energía nuclear que pese a no generar emisiones no es considerada como renovable por su dependencia del uranio y en especial por los riesgos asociados a este tipo de generación. En la Tabla 4.1, se muestra una comparación entre las características de las fuentes de generación de energía convencional y las renovables.

4.3 RAZONES PARA IMPULSAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Según el Instituto Federal de Ciencias de la Tierra y Materias Primas de Alemania, las reservas mundiales de petróleo se habrán terminado en aproximadamente 40 años y las reservas de uranio en 45 años (Meisen & Krumpel, 2009). Además con los niveles de combustibles fósiles disminuyendo constantemente esto conduce a precios más altos, en su Panorama Energético Mundial 2011, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés) estima para el 2030, un precio del crudo de 120 a 140 dólares por barril⁵. Es necesario actuar ahora para reducir la dependencia de combustibles fósiles y ser más dependientes de fuentes de energía renovables. La IEA, agrega otras razones para impulsar la energía renovable (Müller, Brown, & Ölz, 2011)

1. Para mejorar la seguridad energética; implica la provisión de suministros de energía suficiente y fiable para satisfacer la demanda en todo momento a precios asequibles, evitando al mismo tiempo el impacto ambiental.
2. Para fomentar el desarrollo económico, sobre todo asociada a los sectores rurales y agrícolas, o con la innovación y la fabricación de alta tecnología.

⁴ Traducido de http://www.gogreenva.org/?/green_glossary

⁵ <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/panorama/gute-gruende.html>

3. Para proteger el clima y el medio ambiente en general del impacto del uso de los combustibles fósiles.

Tabla 4.1 Características de las fuentes de energía convencional y renovable

Convencional	Renovable
Puede ser almacenado en cantidades arbitrarias	Solo pocas tecnologías renovables permiten almacenamiento masivo (las represas hidroeléctricas, biomasa) mientras que no se pueden almacenar o solo en pequeñas cantidades.
Requiere extracción	Disponible libremente
Reservas finitas	Constantemente se repone
No está fuertemente expuesto a factores meteorológicos	Sujeto a las condiciones meteorológicas y climáticas
Las partes fundamentales de la cadena de suministro ya están localizadas (puertos, oleoductos, refinerías y centrales eléctricas convencionales)	Gran potencial para la descentralización (hidroeléctricas a filo de agua, energía solar, parque eólico de tamaño medio y pequeñas plantas de biomasa)
La explotación requiere una gran infraestructura en el sitio que se dedica a la extracción	Explotación hecha en niveles micro (pequeños paneles solares) hasta a gran escala (grandes centrales hidroeléctricas)
Transporte de larga distancia de recursos comunes primarios	Imposible el transporte de recursos primarios por largas distancias (con excepción de la biomasa)

Fuente: Traducido de “Renewable energy policy considerations for deploying renewables” IEA, 2011

4.4 LA PARADOJA DE LA GENERACIÓN

La creciente preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero, el calentamiento global y sus consecuencias, han llevado a acuerdos internacionales como el del Protocolo de Tokio y más recientemente los encuentros en Johannesburgo, Rio de Janeiro y Copenhague, donde se han logrado acuerdos para reducir las emisiones. Sin embargo mientras en los países desarrollados se ha venido incrementando el uso de tecnologías renovables, 6.4% por debajo de su nivel colectivo en 1990, los países en vía de desarrollo vienen incrementando la cantidad de emisiones con un incremento del 3.3% en 2009 (IEA, 2011b)

Esta es la paradoja de la generación mientras el mundo continúa buscando medios para reducir las emisiones y hacer el mundo más sostenible, los países en desarrollo se mueven en el lado opuesto, incrementando su dependencia de combustibles fósiles (Arango & Larsen, 2010).

Dentro de las razones que llevan a este incremento en el uso convencional de fuentes térmicas para la generación, se encuentran que la mayoría de las fuentes de generación renovables, son relativamente más costosas en comparación con las plantas de generación que emplean combustibles. Sin embargo las razones para este incremento en fuentes térmicas de generación no se limitan a los costos, en el artículo “The environmental paradox in generation...”; (Arango & Larsen, 2010) los autores identifican estas razones enfocándose específicamente en Suramérica, donde se ha venido incrementando la participación de los combustibles fósiles a la vez que se ha reducido la participación de la generación hidroeléctrica, esto fundamentado en al menos dos razones:

La primera se relaciona con la seguridad del suministro de energía, con una deficiente mezcla del portafolio de generación dependiente de las hidroeléctricas que ponía en riesgo el suministro de energía que depende de la cantidad de agua disponible y por lo tanto de las condiciones climáticas. Estas condiciones climáticas están expuestas a ser afectadas por el fenómeno

climático conocido como el Fenómeno del Niño, que ocasiona periodos largos y de extrema sequía.

Este interés por reducir la dependencia de las fuentes hídricas, en Suramérica lejos de distribuir el portafolio en fuentes de generación renovables como la eólica ó solar, llevo al incremento en el uso de combustibles fósiles incrementando las emisiones de CO₂, distribuyendo así el portafolio en una fuente de generación con reservas finitas como se mencionó anteriormente en este capítulo.

La segunda es la desregulación dado que al abrir el mercado energético a una libre competencia, los inversionistas deben enfrentar con más riesgos, periodos y tasas de retorno de la inversión, lo que dificulta la inversión en proyectos hidroeléctricos de gran escala los cuales habían sido tradicionales en la generación de energía de Suramérica.

Esta desregulación en Suramérica por parte de los gobiernos ha tenido además deficiencias para impulsar las energías renovables, iniciando por la ausencia de metas definidas para la reducción de emisiones o una meta de participación de las fuentes renovables en el portafolio.

Dentro de esta paradoja de generación, Colombia implementó el incentivo denominado cargo por confiabilidad⁶ con el fin de garantizar el suministro de energía en periodos con condiciones climáticas adversas, como el fenómeno del Niño y para el 2013 el sistema eléctrico debería expandirse en 352 MW en térmicas y 78 MW en hidroelectricidad, direccionándose lejos del propósito global de reducción de emisiones (Arango & Larsen, 2010).

⁶ http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm

4.5 GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLES EN COLOMBIA

4.5.1 Potencial de Generación de las Fuentes Renovables en Colombia

4.5.2 Potencial Energía Solar

El Atlas de Radiación Solar de Colombia elaborado por la UPME, brinda la información referente al potencial de energía solar en las zonas evaluadas, detalladas en la Tabla 4.2. Si se tiene en cuenta que el máximo mundial es de aproximadamente 2 500 kWh/m²/año, el potencial en Colombia en relación con este máximo varía entre 58 % en la Costa Pacífico y 84 % en la Guajira⁷

En la Tabla 4.3 se puede observar que hay disponibles 8.000 km² con niveles de radiación elevados de 5.5 a 6 km² que permitirían el aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad. (Consortio Energético CORPOEMA, 2010a)

Tabla 4.2 Potencial Energía solar por Área

Región	Kwh/m ² /año
Guajira	2190
Costa Atlántica	1825
Orinoquía	1643
Amazonía	1551
Andina	1643
Costa Pacífica	1278

Fuente: Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE Vol 2. Consortio Energético CORPOEMA, 2010.

⁷ UPME, IDEAM. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá. UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Colombia

Tabla 4.3 Rango de radiación solar global

Grid	Rango de radiación solar global (kwh/m ²)		Área (%)	Área (km ²)
1	3.58	4	1.53	17.434
2	4	4.5	31.89	364.067
3	4.5	5	51.69	590.158
4	5	5.5	14.19	162.033
5	5.5	6	0.71	8.055

Fuente: Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE Vol 1. Consorcio Energético CORPOEMA, 2010.

4.5.3 Potencial Energía Eólica

El potencial de la energía eólica se expresa como densidad de potencia en W/m² a una altura determinada. La Tabla 4.4 muestra el potencial medio a 50 m de altura, las regiones y las áreas totales disponibles en el país con ese potencial⁸. Esta tabla muestra un potencial de generación con energía eólica que sería de 99 GW, en donde las condiciones más favorables para la generación de electricidad estarían ubicadas principalmente en la costa atlántica.

Si se consideran solamente los recursos de la Guajira, se podrían instalar 24.8GW con una capacidad de generación de 81.216 GWh/año, con turbinas de 1.650kW en un régimen de viento de factor k=3 de Weibull 16, resultando la operación con factores de capacidad entre 34% y 44%.

Actualmente hay solamente un parque eólico en el país de capacidad de 19.5 MW (Jepirachi). (Consorcio Energético CORPOEMA, 2010a).

⁸ UPME, IDEAM. (2006). *Atlas de Viento y de Energía Eólica de Colombia*. Bogotá. UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Colombia.

Tabla 4.4 Recurso Eólico de Colombia

Calificativo	Rango densidad a 50m (W/m2)		Densidad media a 50m (W/m2)	Área estimada (km2)	GW	Regiones
Bueno	343	512	428	8344	41,0	Alto la línea, Chicamocha, zona costera Dpto. Atlántico, región entre Boyacá y Antioquia
Excelente	512	729	621	6818	33,5	Zona costera Dpto. Atlántico, Guajira, Alto la línea, San Andrés
Sobresaliente	729	1000	865	2962	14,5	Guajira
Extraordinario	1000	1331	1166	1134	5,6	Alta guajira
Extraordinario	1331	1728	1530	959	4,7	Alta guajira
TOTAL					99,2	

Fuente: Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE Vol 1. Consorcio Energético CORPOEMA, 2010.

4.5.4 Potencial Energía a partir de Biomasa

El potencial de generación de Biomasa se puede dividir en tres (3) categorías: Residuos Agrícolas de los Cultivos (RAC) de palma africana, caña de azúcar, caña panelera, café, maíz y arroz con un total de 312 PJ/año⁹.

Biomasa Residual Pecuaria (BRP) de los sectores bovino, porcino y avícola para un total del de 177 PJ/año.

Residuos Sólidos Urbanos (RSU) de centros de abasto, plazas de mercado y poda con un total de 0.19 PJ/año entre estas tres categorías se obtiene un gran total potencial de generación de energía a partir de Biomasa de 429.19 PJ/año.

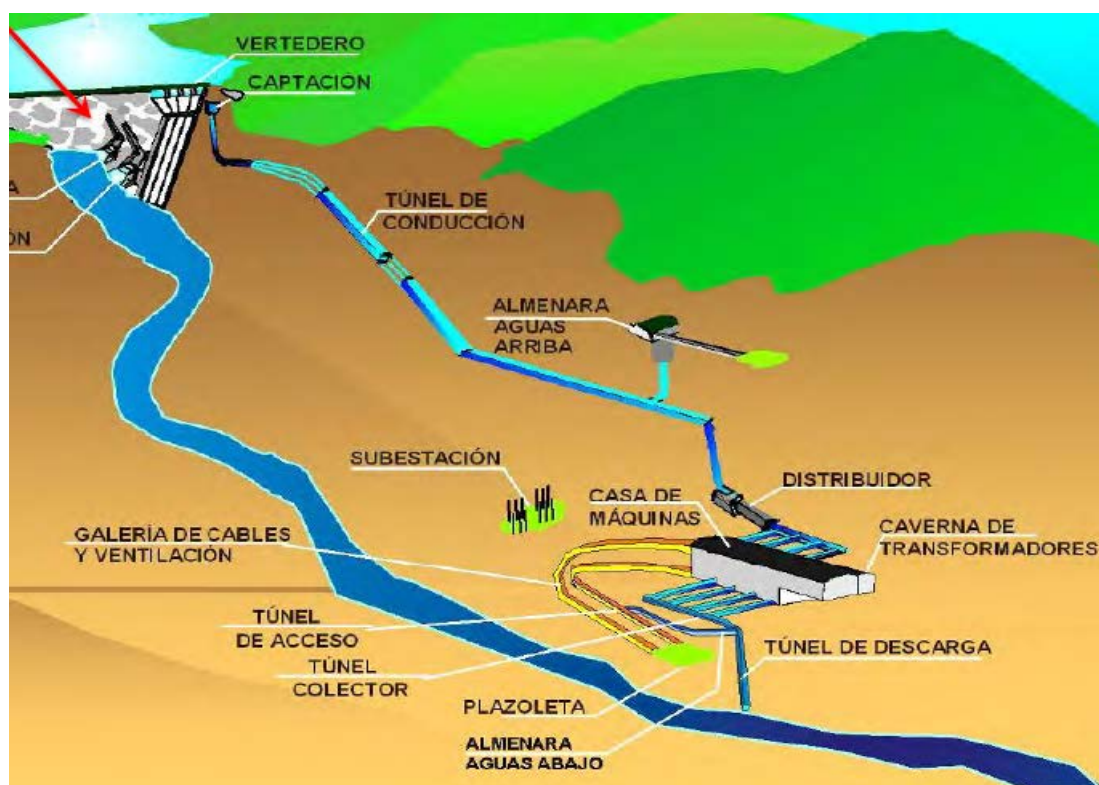
⁹ PJ: Unidad de energía que representa Peta Joules

5. ASPECTOS GENERALES DE LAS PCH

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL, COMPONENTES, CARACTERÍSTICAS

Las pequeñas centrales hidroeléctricas PCH están constituidas, básicamente por una pequeña fuente energética con sus respectivas obras civiles para su adecuación y manipulación, un sistema de transformación de la energía hidráulica en energía mecánica que casi siempre es una turbina, el sistema para transformar la energía mecánica en energía eléctrica y un conjunto de equipos auxiliares. La Figura 5.1 detalla los componentes de una PCH.

Figura 5.1 Componentes de una PCH



Fuente: Experiencia Colombiana en la generación de energía a través de una PCH. Toro, Juan Carlos, UPME, 2012

Según la OLADE, una PCH es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica para generar reducidas cantidades de electricidad hasta 20.000 KW aproximadamente, por medio de uno o más grupos de conjuntos turbina/generador.

Las PCH o pequeñas centrales hidroeléctricas son sistemas de generación con capacidad hasta de 20 MW que a partir de la energía del flujo de agua, sin necesidad de grandes represas, abastecen pequeños asentamientos humanos y tiene implementaciones en casi todo el mundo. Con la generación de energía a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas PCH, se busca dar suministro a zonas aisladas en las que llevar una línea de interconexión del sistema eléctrico principal puede ser muy costoso (Demetriades, 2000) aunque también estas PCH pueden ser conectadas directamente a la red eléctrica principal si se sigue la regulación correspondiente, aumentando la capacidad instalada del sistema interconectado.

La energía hidroeléctrica fue una de las primeras formas usada para producir electricidad y en la actualidad es la segunda fuente y la forma más generalizada para la obtención de energía eléctrica. Con esta fuente energética se aprovecha la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un nivel superior, en energía cinética al fluir a un nivel inferior, para generar trabajo sin causar mayores efectos contaminantes, con un recurso renovable como es el agua. Dentro de sus principales desventajas está la dependencia de niveles de agua dados por condiciones meteorológicas de lluvia y sequía, el alto impacto ecológico en algunos casos y los altos costos por la necesidad de construcciones de obras civiles como represas y embalses y los estudios previos de factibilidad usualmente efectuados para las grandes centrales.

El aprovechamiento hidroenergético tendrá que cubrir una demanda de energía eléctrica, la cual puede estar conectada al sistema nacional de interconexión, a un sistema híbrido o estar totalmente aislada. La energía generada por la PCH siempre será despachada durante la totalidad de la vida útil del proyecto. En caso de estar interconectada, la demanda de energía de la PCH puede ser cubierta temporalmente por el sistema, y esta a su vez puede transmitir sus excedentes de potencia y energía al mismo.

5.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PCH'S:

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de embalse así: de agua fluyente, de embalse, de bombeo y mareomotrices.

Según la altura de la fuente o cabeza hidráulica: en pequeñas cuando el salto es menor a 15 metros, medianas cuando el salto está entre 15 y 50 metros y grandes cuando es de más de 50 metros.

Las pequeñas centrales –PCH a su vez se subdividen en pico, micro, mini y pequeña generación, y aunque los rangos pueden variar según el país y la organización ya que no se ha establecido un criterio único para la subdivisión, en Colombia los intervalos establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG son los siguientes (Tabla 5.1):

Tabla 5.1 Clasificación de las PCH según la CREG.

Potencia	Tipo
0 – 100 KW	Microcentral
100 – 1.000 KW	Minicentral
1000 – 20.000 KW	Pequeña Central

Fuente: Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. Sierra, Fabio et al, 2011

- **Picocentrales:** Capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 5 kW.
- **Microcentrales:** Capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 50 kW.
- **Minicentrales:** Capacidad instalada entre 50 y 500 kW, al filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 500 kW.
- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH):** Capacidad instalada entre 500 y 20.000 kW, a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas y zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 10.000 kW (10 MW).

- **Centrales Hidroeléctricas (CH):** Capacidad instalada mayor a 20 MW, aplicable a zonas interconectadas. La planta típica corresponde a centrales de 200 y 600 MW.

En la Tabla 5.2 se presentan los rangos utilizados por la Organización Latinoamericana de Energía OLADE.

Tabla 5.2 Clasificación PCH según la OLADE

Potencia	Tipo	Salto		
		Bajo	Medio	Alto
0.5 – 5 KW	Picocentral	N.A.		
5 – 50 KW	Microcentral	<15	15-50	>50
50 – 500 KW	Minicentral	<20	20-100	>100
500 – 5000 KW	Peq. Central	<25	25-130	>130

Fuente: Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. Sierra, Fabio et al, 2011

Según su forma de utilización las PCH's se pueden clasificar de acuerdo a:

- **Su captación:** pueden ser de paso o con embalse.
- **Su operación:** puede ser continua con una disponibilidad de 24 h/día todo el año, o discontinua con operación de tiempo parcial.
- **Su regulación:** esta puede ser regulable de forma manual o automática o de carga constante donde el exceso se disipa.
- **Su vinculación al sistema eléctrico:** en este rango se tienen Centrales aisladas y Centrales integradas o interconectadas.
- **Su concepción tecnológica:** se tienen centrales con tecnologías convencionales (según normas de países industrializados) y Centrales con tecnologías no convencionales (según tecnología local adecuada a las condiciones del país).

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH empezaron su expansión a principios del siglo XX, caracterizándose por ser tecnologías sencillas, de fácil adaptación e instalación, reducido costo de operación y mantenimiento (Ortiz, 2001), moderado o nulo impacto ambiental y larga vida útil, haciéndolas soluciones viables para pequeñas poblaciones no interconectadas con condiciones de topografía, pluviometría e hidrológica convenientes, que pueden reemplazar los generadores de diesel o incluso suministrar, por primera vez, electricidad a comunidades aisladas, para reducir la necesidad de abastecimiento de combustibles fósiles e impulsar el desarrollo socioeconómico en el medio rural, adicional a que estas microhidroeléctricas en conjunto con los pequeños generadores eólicos y fotovoltaicos pueden ser sistemas económicamente atractivos, en comparación con la extensión de redes para facilitar el acceso a la electricidad en pequeñas aldeas remotas. (Nouni, Kandpal, & Mullick, 2008).

Un estimado de Corpoema, define que los costos específicos de las pequeñas centrales hidroeléctricas varían desde 2.700 hasta 2.800 USD por KW de capacidad instalada, con mayores caídas el valor es menor y con potencias superiores a 14.500 KW a 20.000 KW, el valor disminuye a 1.800 US\$/KW (Consorcio Energético CORPOEMA, 2010b). Generalmente estos gastos se determinan por las condiciones del emplazamiento, la tecnología utilizada, las facilidades de transporte, etc. En estos gastos, de un 30% a un 50% corresponde a obras civiles, el equipo electromecánico de 20% a 35%, el sistema de transmisión 10% a 25% y la parte de ingeniería y administración de un 5% a un 15%. Internacionalmente, los gastos de las pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas se espera que estén entre USD 2.000 y USD 3.000 por kW, lo cual depende del terreno. (Sariev, Imangazi Nevenchanny, 2006).

5.3 PCHS, EN EL MUNDO

En el mundo se han instalado aproximadamente 25.5 GW en plantas hidroeléctricas a pequeña escala. En los países en los que las PCHs han alcanzado una participación significativa en los balances energéticos, se ha contado con legislaciones e incentivos que favorecen el desarrollo de este tipo

de sistemas. En el caso de China se han construido más de 89.000 microcentrales con una capacidad total de 6.3 GW y capacidad promedio de 70 kW.

Para el 2001, Canadá, China, Brasil, Estados Unidos y Rusia fueron los responsables de casi el 50% de toda la producción mundial de energía hidroeléctrica, y China el país con la mayor producción por PCH con un 11% (13.25 GW) del total de su producción, seguido muy por debajo por Estados Unidos con un 4% (3,42GW). En Suramérica, se destaca Brasil con un 0,2% (0.483GW), en Centro América, Costa Rica con 4,2% (21.3MW) y en la Unión Europea, Italia. Dentro de las proyecciones encontradas Brasil tiene un crecimiento planeado en pequeñas centrales de 40 MW, Costa Rica 24MW y Perú 10 MW (Consortio Energético CORPOEMA, 2010c).

6. ASPECTOS GENERALES DE LAS PCH EN COLOMBIA

Para el Banco Mundial, Colombia es el cuarto país con más recursos hídricos con un caudal promedio de $66.440 \text{ m}^3/\text{seg}$, equivalente en términos generales a un volumen anual de 2.113 km^3 en un área total de $1.141.748 \text{ km}^2$, teniendo en la región nororiental los menores volúmenes hídricos y la región Pacífico occidental los volúmenes más altos. (Ochoa Rubio, 2002). Entre las cuencas más destacadas está la del Río San Juan y Patía, de la vertiente del Pacífico con 10% del caudal promedio nacional; ríos Magdalena, Cauca, Atrato y Bogotá de la vertiente del Caribe con 24%; ríos Orinoco, Arauca, Meta, Vichada y Guaviare, de la vertiente de la Orinoquia con 32%; ríos Amazonas, Caquetá, Vaupés, Putumayo de la vertiente de la Amazonia, con 34% (Martinez, 2005).

En el potencial hidráulico para 1991, Colombia se ubicaba en una sexta posición mundial, con 118 GW para 351 ríos inventariados (Ochoa Rubio, 2002) del cual, el 79% es aprovechable para proyectos de más de 100 MW, el 17% para centrales medianas (10 MW) y un 5% para PCH, es decir, 5,9GW. Y respecto al potencial total instalado en Colombia, el 64% de la energía eléctrica, 13,4 GW, proviene de centrales hidroeléctricas, de los cuales para el año 2005, el 7% correspondía a producción por pequeña generación PCH (UPME, 2009).

En los **ANEXOS**, Tabla A.1 se presentan las PCHs registradas en Colombia a la fecha, con su respectiva capacidad y ubicación.

6.1 POTENCIAL DE GENERACIÓN A PARTIR DE PCH EN COLOMBIA

De acuerdo con el plan de expansión de referencia 2009-2023, publicado por la UPME, se tiene planeado instalar 85.3 MW generados a partir de PCH que entrarían a operar antes del 2013. (Tabla 6.1) (UPME, 2009).

Tabla 6.1 Proyecciones de expansión de PCH

Nombre	Capacidad (MW)	Turbina
Amaime	19.9	Francis
Coello 1,2,3	3.7	Kaplan
Caruquia	9.5	Francis
Guanaquitas	9.5	Francis
Trasvase Guarinó	--	--
Barroso	19.9	Pelton
Trasvase Manso	--	--
Neusa	2.9	--
El Popal	19.9	Francis

Fuente: Plan de expansión de Referencia 2009 – 2023. UPME, 2009

6.2 NORMATIVIDAD

Según la legislación de las PCH, el uso de energías renovables en Colombia fue estimulado por medio de la Ley 697-2001 (Ley de Energías Renovables), “mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas”, por medio de estímulos para la investigación a través de Colciencias y préstamos para educación por medio del Icetex. En esta Ley, además, se crea Proure: Programa de Uso Racional y Eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, cuyo objeto es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética cumpla permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética, sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y recursos naturales renovables.

En este contexto, el gobierno colombiano a través del Ministerio de Minas y Energía es el responsable del cumplimiento de esta ley a través de sus entidades adscritas como la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, el

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE) y la CREG, la cual en lo que respecta a la operación de las PCH ha regulado que:

- A. Para la operación de las plantas menores a 10 MW en el sistema de transmisión nacional STN si son interconectadas debe estar bajo la siguiente reglamentación: Estas plantas no tendrán acceso al despacho central y por lo tanto no participarán en el mercado mayorista de electricidad. La energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

La energía generada por una planta menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente, sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG-005 de 2001. La energía generada por una planta menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio. La energía generada por una planta menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: usuarios no regulados, generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados.

- B. Para la operación de las plantas menores de 10 MW en zonas no interconectadas ZNI no interconectadas al STN, deben cumplir los siguientes requisitos:

- I. Calidad de la potencia: supone contar con equipos para el monitoreo de los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, mantener la frecuencia dentro de un rango de más o menos el 1% del valor nominal de la frecuencia en los bornes de generación, mantener la tensión del voltaje dentro de un rango de más o menos el 10% del

valor nominal del voltaje. Contar con los medios necesarios para obtener registros que permitan observar de manera horaria los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, con una antigüedad de por lo menos tres meses, de manera que sea posible su vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.

- II. Calidad del servicio técnico: Hasta que no se regule lo contrario, para aquellas localidades con servicio las 24 horas, el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN.

Cabe resaltar que las plantas no despachadas centralmente (PNDC) como las PCH y las fuentes no convencionales de generación, no reciben ingresos por Cargo por Confiabilidad, esquema de remuneración empleado por el gobierno para incentivar y hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico (Consortio Energético CORPOEMA, 2010c)

7. FACTORES DE RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Los componentes de riesgo del costo de capital se componen de factores operacionales y financieros. Los primeros tienen que ver con actividades comerciales de la compañía, mientras que los otros incluyen riesgos por tasas de interés, divisas y precios de la energía. Estos a su vez pueden clasificarse dentro de riesgos internos y externos.

Los riesgos internos están principalmente relacionados con la financiación, organización y los conocimientos tecnológicos. Y los factores externos determinantes que influyen las decisiones de inversión son el mercado, políticas gubernamentales y desarrollos tecnológicos exógenos (Joode & Boots, 2005)

Una clasificación general de estos factores de riesgo asociados al mercado energético propuesta por (GARP, 2009) es la siguiente:

7.1 RIESGO DE MERCADO

El riesgo de mercado se refiere a la exposición a los movimientos adversos de los precios de los diferentes activos que se transan en un mercado. Este riesgo ilustra las variaciones en los retornos debido a contingencias que afectan al mercado y que no pueden ser evitadas por la empresa al diversificar sus inversiones en otras firmas, ya que todas se ven afectadas (Arriagada, 2001). En el mercado de energía eléctrica con los constantes cambios en los precios, los compradores y vendedores no pueden obtener el mejor precio para sus productos, generando efectos materiales adversos. Para el sector eléctrico se pueden considerar en particular:

7.1.1 Riesgo de Precio

Incluye tanto el riesgo del precio de la energía eléctrica en el mercado *spot* y contratos, como el riesgo asociado a cambios en el precio de combustibles (gas natural, carbón y petróleo). Según (Arriagada, 2001) son las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual representa un riesgo en los ingresos de las empresas de generación al estar supeditado a

la diferencia entre el precio de mercado (o contrato) y sus costos de producción.

7.1.1.1 Precio de Energía

El precio de bolsa nacional se caracteriza por: (i) presencia de efectos cíclicos como respuesta a fluctuaciones en la oferta y la demanda ocasionadas por cambios climáticos; (ii) reversión a un nivel medio de largo plazo muy cercano a los costos de producción y el nivel de demanda; (iii) presencia de saltos ocasionales y abruptos como consecuencia de choques fuertes e inesperados; y (iv) evidencia de un incremento en la media y la volatilidad en las horas pico desde mediados de 2008 como consecuencia del cargo por confiabilidad introducido en mayo de 2008 (Santa Maria, 2009). Además de esto, (Arriagada, 2001) explica otros factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad, como: imposibilidad de almacenamiento, necesidad de disponibilidad inmediata y distancia geográfica, entre otros.

El precio de energía eléctrica en el mercado *spot*, se forma directamente por el costo de la generación térmica cuando la planta se despacha en el proceso de despacho ideal, o indirectamente influencia las ofertas hidráulicas, ya sea al poner un techo cuando no es despachada o al influenciar el costo futuro del agua. En el sistema colombiano, el riesgo para el generador hidráulico es mayor durante las transiciones de estaciones, lo que puede llevarlo a ofertar mayores precios en momentos de gran incertidumbre hídrica. En un sistema hidro-térmico los precios dependen de la producción térmica (aun cuando la generación térmica sea solamente marginal). Las variaciones de precios están determinadas por la disponibilidad de agua y combustible, actuales y futuras.

Con respecto al precio de los contratos, es importante destacar que existen numerosas variedades de contratos y sus términos son confidenciales, pero las más frecuentes son “pague lo contratado” y “pague lo demandado”. En esta última modalidad los precios de una porción importante están estrechamente ligados al precio de bolsa.

Es lógico que durante los meses secos la contratación sea menor que la generación, puesto que los generadores evitan el riesgo de tener que comprar a precios altos en el mercado para suplir sus contratos.

7.1.1.2 Riesgo de Cantidad

Según (Weber, 2009) en la oferta de energía se deben considerar los cortes en la plantas de energía, mientras que en la demanda, son de gran importancia las fluctuaciones de carga entre los clientes con servicios completos de contratos. En este sentido, (UPME, 2004) identifica el *Riesgo de no poder cumplir la entrega de energía* debido a la incertidumbre que existe en la disponibilidad de combustible en caso de plantas térmicas y de los caudales de los ríos en el caso de plantas hidráulicas; y el *Riesgo de no salir despachado* debido a la incertidumbre de la demanda.

7.2 RIESGO OPERACIONAL

Es el riesgo de pérdidas que resultan de fallas o procesos internos inadecuados del negocio, incluyendo sistemas, características operacionales y el personal. El riesgo operacional también incluye eventos externos y abarcan una amplia gama de riesgos, como el *Riesgo de almacenamiento* o riesgo de que el commodity no pueda ser almacenado adecuadamente, o en absoluto, el cual se aplica principalmente para las generadoras de energía que dependen de los combustibles para su operación (Weber, 2009).

Se puede clasificar en:

7.2.1 Riesgos por Personal:

Riesgo de gestión/falta de habilidades, errores en el desarrollo de las actividades, desarrollo de actividades comerciales no autorizadas.

7.2.2 Riesgos por los Sistemas de Control Interno:

Como por ejemplo por la falta de estandarización de los procesos o insuficiencia en los controles/controles inadecuados.

7.2.3 Riesgos por los Sistemas de Tecnologías de la Información:

El fallo de los sistemas informáticos o planes de emergencia.

7.3 RIESGO REGULATORIO O POLÍTICO

Son los riesgos donde cambios inesperados en las regulaciones afectan a la compañía o aspectos externos a esta, como por ejemplo, el precio de la energía eléctrica. (GARP, 2009) expone que las compañías de energía son particularmente sensibles a cambios de políticas o regulaciones, ya que realizan significativas inversiones a largo plazo en explotación, producción, transporte y distribución. Dentro de este riesgo se destaca el cargo por confiabilidad y la resolución 119 de Febrero de 2008, como agentes de influencia que afectan el precio de la energía eléctrica (Santa Maria, 2009)

7.4 RIESGO DE LIQUIDEZ

Es el riesgo de no ser capaz de operar en el mercado debido a la falta de contrapartes. El riesgo de liquidez es importante para las partes que están a punto de comerciar productos básicos físicos o derivados financieros (GARP, 2009).

7.5 RIESGO CLIMATOLÓGICO

Dado que la generación de energía en Colombia es principalmente hidráulica, con una composición del 66,84% del sector a diciembre de 2009 y la previsión para el 2018 se extiende a 71,43%, el factor climatológico y su influencia en el factor hidráulico es clave para la valoración de proyectos de energía de este tipo (UPME, 2009). Dependiendo de los períodos de sequía o lluvia puede determinarse la disponibilidad de energía con que se cuente. Así mismo, el comportamiento de la hidrología es muy importante, no sólo en la decisión de construcción de la central sino en la decisión del tamaño. Dependiendo de la hidrología se podrá predecir cuánto va a generar dicha central; ello conlleva al riesgo de que si se generara un año seco la central hidráulica no despachara a su capacidad total o simplemente no despache. Este es un riesgo implícito en

las centrales hidráulicas que, a diferencia de las térmicas, debe ser administrado por los inversionistas.

7.6 OTROS RIESGOS

(Hunt, 2002) afirma que dentro de un mercado desregulado de electricidad, los riesgos principales que deben enfrentar las empresas aparte del riesgo de mercado y riesgo de crédito, son los riesgos de *cambios tecnológicos* que llevan a las plantas a ser obsoletas económicamente o por lo menos no competitivas; y los *riesgos de decisión de gestión sobre mantenimiento, dotación e inversión* en la empresa. (Min Liu, 2004), incluye dentro de los factores de riesgo de comercio, el *riesgo de entrega* como la posibilidad de que una unidad de generación falle al generar la electricidad planeada o que los clientes no reciban la electricidad requerida debido a fallas en la transmisión o interconexión.

(M. Liu & Wu, 2006) hacen relevancia en la importancia del riesgo de la volatilidad del precio en los mercados de electricidad y su respectiva gestión como primera medida. Sumado a esto, (Hunt, 2002) presenta el riesgo de precio, riesgo de cantidad, riesgo de precio de combustibles y riesgo de disponibilidad como factores influyentes en el negocio de la generación de energía eléctrica. (Pilopovic, 2007) hace hincapié en el riesgo de mercado, enfocándose en la volatilidad del precio como factor de suma importancia.

7.7 IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES DE RIESGO EN UNA PCH

Con lo anterior y mediante la revisión documental de casos tipo se encuentran y consideran como principales factores de riesgo en una PCH los siguientes:

7.7.1 Precio de la Energía

El precio de la energía es el factor de incertidumbre más importante a tener en cuenta en la valoración de pequeñas centrales hidroeléctricas. En la literatura es común diferenciar entre el desarrollo del precio en el corto y largo plazo, (E. Schwartz & Smith, 2000; Weron, 2006). En el corto plazo los precios son influenciados entre otros factores, por condiciones climáticas y la disponibilidad

de capacidad de producción mientras que en el largo plazo se incluyen problemas como la incertidumbre en el crecimiento de la demanda, incertidumbre regulatoria, y los precios de combustibles y energías sustitutas (Bøckman et al., 2008)

Para el caso de valorar un proyecto de inversión a largo plazo, lo cual corresponde a este trabajo, el valor esperado procedente de la componente de reversión a la media es cero, y será suficiente para concentrarse en el precio de largo plazo (E. S. Schwartz, 1998).

En el artículo titulado “Electricity Prices and Power Derivatives Evidence from the Nordic Power Exchange” (Lucia & Schwartz, 2002b) los autores realizan una revisión de varios modelos para los precios en la electricidad y presentan además un modelo que describe el precio spot en dos componentes, la primera es determinística, totalmente predecible y la segunda componente es estocástica, manejando de esta manera el desarrollo de precios considerando el largo y corto plazo. (E. Schwartz & Smith, 2000) usan un modelo similar para commodities, encontrando que en el largo plazo solo importa el Movimiento Browniano geométrico, con el cual se modelarán los precios de energía de contratos en este trabajo.

7.7.2 Precio en el Largo Plazo

Cuando se trata de decidir en un proyecto de generación de energía a largo plazo el precio spot actual no es realmente interesante, ya que este puede estar fuertemente influenciado por factores del corto plazo. Lo que es relevante es la incertidumbre en el precio de tiempo promedio sobre el tiempo de vida del proyecto hidroeléctrico (Bøckman et al., 2008; E. S. Schwartz, 1998)

(E. S. Schwartz, 1998) introduce el precio sombra spot como un indicador de los precios en el largo plazo, el cual es un precio que refleja el equilibrio en el largo plazo. Estos precios sombra se pueden inferir actualmente de los precios de los contratos de futuros a largo plazo.(Bøckman et al., 2008)

7.7.3 Precio de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs)

Otro de los factores de riesgo a considerar es el precio de los certificados de reducción de emisiones (CERs). Un análisis del comportamiento del precio de estos certificados, desde el año 2008 hasta diciembre de 2013 evidencia un comportamiento hacia la baja del precio y cualquier modelo con base en estos datos generará pronóstico de precios con tendencia a cero. Este comportamiento de los CERs se debe a la sobreoferta de estos certificados y a su reducción en la demanda. Sin embargo estos CERs están ligados a las políticas gubernamentales que pueden entonces variar el precio sustancialmente por lo que se convierten en un factor importante a considerar (Blyth, Bunn, Kettunen, & Wilson, 2009; Yang et al., 2008)

7.7.4 Factor de Carga

El último factor de riesgo considerado en la valoración de la PCH corresponde al Factor de carga o planta. El factor de planta se define como el porcentaje de energía real generada, respecto a la capacidad de energía instalada en la planta.

El factor de carga para una planta hidroeléctrica depende como es de esperarse del caudal de la fuente hídrica que la abastece y por lo tanto de las condiciones climáticas. Estas condiciones climáticas presentan una gran incertidumbre y se agudizan con la presencia del fenómeno ENSO¹⁰ (El Niño/Southern Oscillation) el cual dependiendo de la época del año en que se presente agudiza la duración estacional generando periodos extensos de sequía conocido como el fenómeno del niño, o periodos extensos de precipitaciones conocido como fenómeno de la niña. El factor de carga también se ve impactado por las paradas ya sea propias del mantenimiento u ocasionadas por una falla técnica.

¹⁰ El fenómeno ENSO, Consiste en un calentamiento de las aguas superficiales del Pacífico tropical oriental, localizado entre la costa de América del Sur y la línea de fecha internacional⁴ que persiste en promedio durante doce meses, con una recurrencia de 2 a 7 años.

8. ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE RIESGO

En programación estocástica, donde los datos inciertos se modelan como procesos estocásticos, el beneficio o costo es una variable aleatoria que puede caracterizarse por una distribución de probabilidad. En un problema de optimización que implica una función objetivo aleatoria es necesario optimizar una función caracterizando la distribución de esta variable aleatoria, por ejemplo, su valor esperado. Este es el criterio que es generalmente utilizado en problemas de programación estocástica. Por lo tanto, el problema que consiste en maximizar "el beneficio" obtenido por un agente de toma de decisiones se traduce en maximizar el beneficio esperado logrado por este agente (Conejo, Antonio J., Carrión Miguel, Morales, 2010).

A pesar de las numerosas ventajas de representar una variable aleatoria por su valor esperado, su principal inconveniente es que el resto de parámetros que caracterizan la distribución asociada a la variable aleatoria se descuidan. Por ejemplo, una variable aleatoria que representa una ganancia con un valor esperado aceptable para la toma de decisiones también podría presentar una probabilidad significativa de experimentar pérdidas o ganancias negativas.

Con el fin de controlar el riesgo de experimentar distribuciones de ganancias con propiedades indeseables, por ejemplo, con una alta probabilidad de baja ganancia, el control de riesgos constituye un tema importante en la formulación de modelos de programación estocástica. La forma más habitual de la gestión del riesgo consiste en incluir en la formulación del problema un término midiendo el riesgo asociado con una distribución de beneficios. Este término se refiere generalmente a una función de riesgo o una medida de riesgo. Ejemplos de medidas de riesgo son la varianza de la ganancia, la probabilidad de perder a partir de un determinado valor, o que el valor esperado de los ingresos sea inferior a un valor especificado (Conejo, Carrión, & Morales, 2010).

Por lo tanto se formulan a continuación las medidas de riesgo más comunes en los problemas de programación estocástica de los mercados de electricidad y la optimización financiera y que serán empleadas para el análisis de los factores de riesgo del presente trabajo.

8.1 MEDIDAS DE RIESGO

Las medidas de riesgo son importantes para caracterizar el riesgo asociado a una determinada decisión. De esta manera, las medidas de riesgo nos permiten comparar dos decisiones diferentes en términos del riesgo involucrado.

Específicamente se consideran las siguientes medidas de riesgo:

8.1.1 Varianza

El uso de la varianza de una distribución de beneficio / costo como una medida de riesgo fue propuesto por el premio Nobel H. M. Markowitz. Debido a la importancia de este modelo de media-varianza, Markowitz es conocido como el padre de la teoría moderna de portafolio como también de llevar la teoría financiera a una disciplina científica.

Básicamente, el modelo de media-varianza considera que una decisión (o posición) puede ser caracterizada por dos parámetros: el rendimiento esperado (beneficio/costo esperado) y la varianza de este retorno, que, como una medida de dispersión, se utiliza para modelar el riesgo que corre el tomador de decisiones. Por lo tanto, una gran varianza indica que existe un alto riesgo de experimentar un beneficio diferente del esperado.

Considere el beneficio $f(x, w)$, la varianza puede ser formulada como

$$V(x) = \varepsilon_w \{ (f(x, w) - \varepsilon_w \{f(x, w)\})^2 \} \quad (8.1)$$

Observe que los deseos del inversor es obtener una varianza tan baja como sea posible con el fin de evitar la variabilidad en los ingresos.

8.1.2 Valor en Riesgo (Value-at-Risk, VaR)

El VaR es un estadístico que ayuda a cuantificar el riesgo de mercado y es la medida de riesgo más utilizada, siendo ampliamente usada por instituciones financieras, reguladores y gestores de riesgo. Contesta la pregunta “¿Cuánto dinero puede perder una cartera en condiciones normales del mercado durante

un periodo de tiempo con una probabilidad dada?”. El VaR_α corresponde al α -ésimo cuantil de la distribución de pérdidas y ganancias de un activo. Es decir, indica la máxima pérdida posible para un nivel de confianza y un período de tenencia dado. Para el caso colombiano, el VaR tiene implicaciones directas en el cálculo de la relación de solvencia de las entidades financieras, un VaR más alto representa una relación de solvencia más baja, lo cual obliga a las entidades a reasignar sus activos riesgosos o a realizar aportes adicionales de capital (Melo & Becerra, 2005)

Para un valor $\alpha \in (0,1)$, el VaR es igual al valor más grande η asegurando que la probabilidad de obtener una ganancia menor que η es menor que $1-\alpha$. En otras palabras, el $VaR(\alpha, x)$ es el $(1-\alpha)$ -cuantil de la distribución de ganancias. Matemáticamente, el $VaR(\alpha, x)$ se define como

$$VaR(\alpha, x) = \max\{n: P(w|f(x, w) < n) \leq 1 - \alpha\}, \quad \forall \alpha \in (0,1) \quad (8.2)$$

Donde η no es un parámetro dado, sino la medida de riesgo asociada a la variable aleatoria que representa la ganancia.

8.1.3 Valor en Riesgo Condicional (Conditional Value-at-Risk, CVaR)

El CVaR que se propone como metodología para cuantificar el riesgo de mercado es una medida complementaria del VaR, que satisface todas las propiedades exigidas para ser una medida coherente de riesgo.

El CVaR cuantifica las pérdidas que exceden el VaR y actúa como una cota superior para el VaR. Por lo tanto, portafolios con un bajo CVaR también tienen bajo VaR. El CVaR así definido es una representación convenientemente simple del riesgo, aplicable a distribuciones de pérdida no simétricas, que tiene en cuenta los riesgos más allá del VaR y es convexa.

Una propiedad fundamental del CVaR es el ser una función convexa, es decir que permite garantizar la existencia de un único óptimo global y local. Dado que el VaR no cumple esta propiedad, cuando se usan técnicas de programación lineal para minimizar esta medida, puede conducir a identificar

un punto como óptimo global, cuando en realidad es local. Por el contrario, el CVaR puede ser optimizado, y simultáneamente se estaría minimizando el VaR. (Franco Arbelaez & Ceballos, 2005)

Para un $\alpha \in (0, 1)$, el valor en riesgo condicional, CVaR, se define como el valor esperado de la ganancia menor al cuantil $(1-\alpha)$ de la distribución de ganancias. Si todos los escenarios de beneficio son equiprobables, CVaR (α, x) es calculado como el beneficio esperado en los $(1-\alpha) \times 100\%$ peores escenarios. El CVaR también se conoce como pérdida en exceso de la media o el promedio del valor en riesgo.

Una de las ventajas más importantes del CVaR es su capacidad para cuantificar colas gruesas más allá del VaR, aparte de ser una medida coherente de riesgo (Conejo et al., 2010).

8.2 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LAS MEDIDAS DE RIESGO

El enfoque más amplio para considerar un amplio rango de incertidumbres en los principales riesgos es utilizar una evaluación probabilística (Rode, Dean, & Fischbeck, 2001).

8.2.1 Simulación de Monte Carlo

La Simulación de Monte Carlo y técnicas relacionadas son capaces de hacer frente a muchas de las limitaciones de análisis de decisiones (y análisis de sensibilidad). El método de simulación Monte Carlo consiste en la caracterización de la incertidumbre en los resultados del modelo asignando distribuciones de probabilidad a las variables de entrada, y simulando la distribución de los resultados por muestreo repetido (iteraciones). La simulación de Monte Carlo por lo tanto calcula los resultados en función de la incertidumbre de las múltiples variables de entrada, cada una expresada como una distribución de probabilidad, lo que provee una descripción más rica de los posibles resultados comparada con lo que se puede obtener de una variable de entrada definida de manera determinística (Roques, Nuttall, & Newbery, 2006).

La simulación de Monte Carlo generalmente sigue los siguientes pasos (Spinney & Watkins, 1996):

1. Identificación de las variables claves con incertidumbre de entrada al modelo, relacionadas con las opciones de los recursos y su entorno operativo.
2. Descripción estadística del riesgo para estas variables de entrada claves mediante la asignación de distribuciones de probabilidad.
3. Identificación y descripción estadística de las relaciones (covarianza) entre las variables de entrada claves.
4. Iteración múltiple, donde los conjuntos de supuestos de entrada se obtienen de las distribuciones de probabilidad de cada variable especificada.
5. Descripción de resultados del modelo mediante distribuciones de probabilidad.

9. MODELO DE VALORACIÓN DE UNA PCH

9.1 VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN

Para la valoración se emplea el modelo de flujo de caja descontado (DCF por su sigla en inglés) representa el flujo de caja disponible para todos los inversionistas, agrupando accionistas, entidades financiadoras y cualquier otro inversor, y permanece como el método favorito para valoración entre profesionales y académicos ya que se basa únicamente en el flujo de dinero dentro y fuera de la empresa, en lugar de en las ganancias basadas en contabilidad que pueden inducir a error (Koller, Goedhart, Wessels, & Company, 2010).

Una vez realizado el flujo de caja libre, según un estudio realizado por John Graham y Cambell Harvey en el año 2001, evaluando a 392 directivos de un amplio espectro de empresas norteamericanas, el método de valoración más empleado es la Tasa Interna de Retorno (TIR) con una utilización del 75.61%, seguido del VPN con una utilización del 74.93% (Graham & Harvey, 2001). Por lo que son el VPN y la TIR las variables de salida del modelo objeto de análisis junto con las variables estadísticas de riesgo.

La valoración de proyectos de inversión en el sector eléctrico involucra por los niveles de inversión e importancia dentro de la economía de una nación, múltiples factores desde la selección de la tecnología de generación, sus especificaciones técnicas óptimas, hasta el marco regulatorio e incentivos presentes según el tipo de generación, en la literatura se encuentran algunos de los medios revisados en la valoración de proyectos para el sector energético.

Casey, 2001 presenta una valoración corporativa considerando la estructura de capital y la gestión de riesgos, a partir de la simulación y la distribución obtenida del VPN, considerando los riesgos de fluctuación de flujos de caja futuros, como también el riesgo de insolvencia, empleando un enfoque estocástico del flujo de caja descontado (Casey, 2001). Una estructura similar a la que se empleara en el presente trabajo.

Si bien esta estructura de flujo de caja descontado es habitual (Zanjani Nasab, 2012), también lo es su uso a partir de valores determinísticos y supuestos que no integran la incertidumbre propia de la variación en los flujos de caja.

(Rode et al., 2001) emplean el método de simulación Montecarlo para incluir en los métodos de valoración estándar riesgos económicos, políticos y técnicos usando distribuciones de probabilidad para modelar la incertidumbre y presentan un caso estudio donde valoran una planta de energía nuclear, encontrando que el modelado de las decisiones futuras redujo el valor de la planta en un 28% en comparación con un método de capitalización de ingresos estándar.

La simulación Monte Carlo también es usada por Abadie y Chamorro, 2009 para valorar la inversión en una planta de gas natural de ciclo combinado, empleando un proceso estocástico con reversión a la media para los precios de la energía y gas. Los autores evalúan además la opción de diferir la inversión en distintos escenarios (Abadie & Chamorro, 2009).

(Menegaki, 2008) realizó una revisión de la literatura en la valoración de fuentes de energía renovables y de los métodos usados proporcionando ejemplos y estudios relevantes para cada método que incluye la teoría de opciones financieras, análisis del portafolio, y de lo que en inglés se denomina “emergy analysis” una alternativa para valoración determinando el valor presente de proyectos ambientales y que considera todas las variables de entrada especialmente las que son despreciadas en los métodos tradicionales de valoración mediante una medida basada en la termodinámica, dando una valoración del coste ambiental real de cualquier clase de recursos que no se limita únicamente a su precio económico o el contenido energético.

Por las características de invertir en este tipo de proyectos, donde una vez la planta se ha construido tiene poco uso alternativo así como sus componentes son generalmente hechos a la medida, por lo que es una inversión con un alto grado de irreversibilidad (Bøckman et al., 2008) lo que ha llevado al desarrollo de la literatura entorno a la decisión óptima de inversión, considerando

especialmente las opciones reales implícitas en cada proyecto (Bøckman et al., 2008; Heggedal, Linnerud, & Fleten, 2011).

9.2 SUPUESTOS GENERALES

Dentro de la metodología de valoración después de identificar y analizar los factores de riesgo presentes, se procede con la construcción de un modelo determinístico y otro probabilístico en Excel para valoración. En ambos modelos hay ciertos supuestos que se asumen igual detallados a continuación.

El interés del modelo de valoración del presente trabajo de grado es exclusivamente financiero, por lo que se excluye otro tipo de valoración como la social y la valoración contingente¹¹ (Jun, Joon Kim, Hoon Jeong, & Heung Chang, 2010; Koundouri, Kountouris, & Remoundou, 2009).

Un tema de interés para las PCH, se encuentra en relación a sus características técnicas, iniciando desde la capacidad de generación a instalar según los registros históricos de la cuenca hidrológica que alimentaría la central, continuando con el número óptimo de unidades generadoras, el diámetro de la tubería, entre otros (Anagnostopoulos & Papantonis, 2007; Bøckman et al., 2008; Mishra, Singal, & Khatod, 2011) esta optimización de las características técnicas de una PCH no son tampoco del alcance del modelo de valoración financiera planteado en este trabajo de grado.

Por lo anterior para realizar la modelación financiera se parte de una serie de supuestos para tres (3) escenarios de inversión sin considerar detalles técnicos los cuales hacen referencia a PCHs típicas en Colombia con tamaños diferentes entre sí: 5Mw, 10Mw y 20Mw, valoradas en el modelo determinístico y en el probabilístico; permitiendo esto analizar la variación en los costos de inversión, operación y mantenimiento de acuerdo con la capacidad instalada, considerando además que de acuerdo a su tamaño dichas PCH pueden abastecer necesidades diferentes, ya sea como una inversión estratégica para aumentar la capacidad de generación o abasteciendo zonas no interconectadas al SIN.

¹¹ El método de la valoración contingente es el método de valoración económica de impactos ambientales.

Estos escenarios de PCH se describen a continuación.

1. PCH 5 MW: Este primer escenario de generación se toma del documento “Formulación de un plan de desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia” (Consortio Energético CORPOEMA, 2010b) que detalla los costos por kilovatio instalado y de operación y mantenimiento para varios tamaños de PCH. De los cuales se tomarán los costos estimados para una PCH con capacidad instalada de 5 Mw conectada al SIN.
2. PCH 10 MW: Para este escenario se toman los costos de inversión, operación y mantenimiento y las características técnicas detalladas en el documento “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia” (UPME, 2005)

Las dos PCH anteriores no están asociadas a una localización específica y por tanto tampoco a una cuenca hídrica definida, pero sí se parte del supuesto que estará ubicada en Colombia, sujeta por lo tanto a la normatividad existente para esta fuente de generación en esta nación y estará conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN de electricidad colombiano).

3. PCH 20 MW: Este escenario representa a su vez la valoración del caso estudio que se ha planteado como objetivo del presente trabajo de grado. Corresponde a la Central Hidroeléctrica de Amaime, planta en la que se realizaron inversiones cercanas a los \$90.000 millones y que tiene una capacidad de generación de 20 MW, ubicada entre los municipios de El Cerrito y Palmira (Valle del Cauca), se cristaliza el primero de cinco proyectos que se propuso desarrollar EPSA en el marco de un plan de expansión de su capacidad. Amaime, por ser una central de generación de energía limpia recibió de la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, la certificación como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), es decir, cumple con el Protocolo de Kyoto y reduce las emisiones de CO₂ en cerca de 28.000 toneladas/año. (EPSA, 2007)

Dentro de los supuestos de valoración para los tres escenarios de PCH se supone una etapa pre-operativa de construcción de la central de tres años, que

va del año 2011 al año 2013, con una distribución de los costos de inversión del 50% del total en el primer año de construcción, 30% en el segundo año y 20% el último año e iniciando así operaciones en el año 2014, con excepción del caso estudio, para el cual la distribución de los costos de inversión, la duración de la construcción e inicio de operaciones se ajustan a datos reales. Así mismo, se supone una política de capital de trabajo establecida en 30 (días de ingresos) y una estructura de capital conformada por un 70% financiamiento y 30% recursos propios.

Finalmente el horizonte de evaluación de este trabajo de grado hace énfasis en un periodo de evaluación de 20 años, evaluando el flujo de caja de manera anual, por lo que se centra en el análisis en el largo plazo. Lo que implica que no se realizarán análisis propios de la gestión del corto y mediano plazo para los generadores del sector eléctrico, como la determinación de precios de oferta para la formación de precios en bolsa y la cobertura por contratos bilaterales de energía (López Ossa, 2012). Así se parte del supuesto de que el inversionista desea generar la máxima cantidad de energía posible asociada al factor de planta para la PCH, y que no se considera una cantidad de energía mínima pactada que llevaría a la compra en bolsa de faltantes.

9.2.1 Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital CPPC

Para el cálculo de esta tasa, también conocida como WACC por su sigla en inglés se han considerado los siguientes parámetros, calculados con datos reales del mercado para el año 2013:

Tabla 9.1 Parámetros del WACC

WACC	7,40%
K_e	12,05%
K_d	5,41%
$D/(D+E)$	70,0%
$E/(D+E)$	30,0%
DTF^{12}	4,1%

¹² Tabla Macroeconómicos Proyectados. Diciembre 2013, grupo Bancolombia

Spread Promedio	4,0%
Tasa financiación	8%
Imporrenta ¹³	33%
Tasa libre riesgo (30 años) ¹⁴	3,88%
Prima Riesgo Mercado ¹⁵	8,80%
Prima de Riesgo Político ¹⁶	1,49%
BETA Des-apalancado	0,53
Beta	1,36

Fuente: Adaptado por los autores

Donde, K_e corresponde al costo de capital, dado por:

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_p \quad (9.1)$$

R_f = tasa libre de riesgo

β correspondiente al sector energético¹⁷

R_m = rendimiento del mercado

$R_m - R_f$ = rentabilidad del portafolio del mercado

R_p = Prima de riesgo político

K_d es el costo de la deuda, dado por:

$$K_d = D (1 - T) \quad (9.2)$$

D = Tasa de financiación

¹³ Pulso Financiero, análisis y prospección de negocios. Impacto del impuesto a los dividendos en Colombia ¿Qué se puede esperar? Banca de Inversión Bancolombia Corporación Financiera. Junio 2012

¹⁴ <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

¹⁵ Total Equity Risk Premium Colombia

¹⁶ EMBI. <https://www.grupoaval.com/portales/jsp/historicoindicadores.jsp?indi=3015>

¹⁷ Beta sector energético Damodaran

http://pages.stern.nyu.edu/~ADAMODAR/New_Home_Page/datafile/Betas.html

$T = \text{Imporrenta}$

$D/(D+E) = \% \text{ deuda sobre la inversión}$

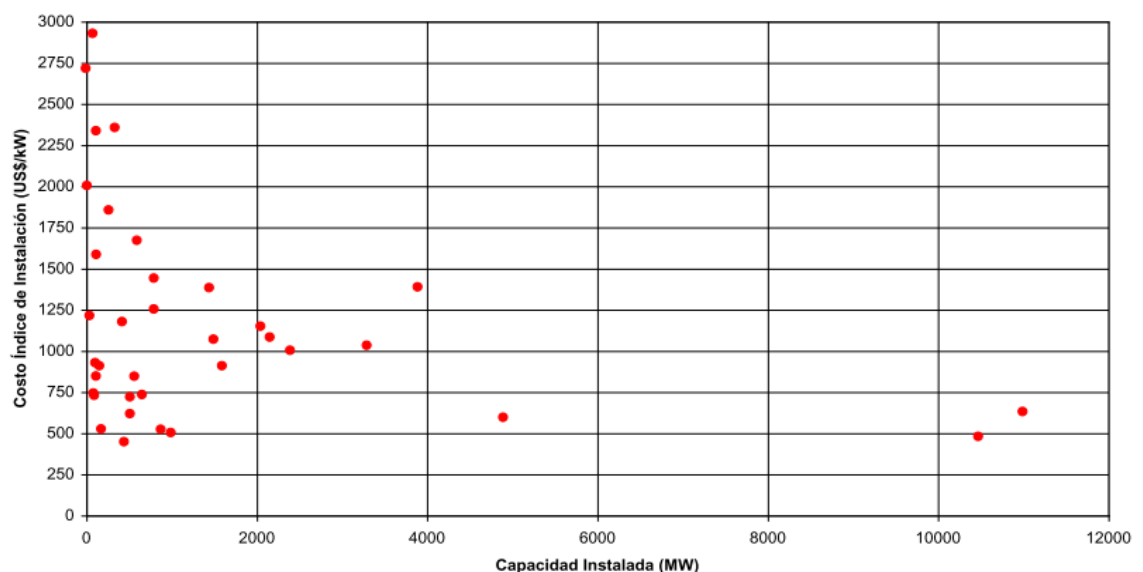
$E/(D+E) = \% \text{ capital propio}$

9.2.2 Costos de Inversión

El proceso de determinación de los costos de inversión es sin dudas un elemento fundamental para la evaluación de la factibilidad económica de la inversión, sin embargo también es uno de los elementos que presentan mayor dificultad de determinación, dado que estos costos varían en función de múltiples variables, al respecto la UPME, menciona:

“Cualquier intento de tasar la magnitud de inversión de un proyecto hidroeléctrico en términos de un indicador como el Costo Índice de Generación debe corresponder a una tarea que tenga en cuenta una multitud de variables, que dependen del proyecto más que de comportamientos determinísticos estandarizados internacionalmente, siendo estéril cualquier intento generalizado en este sentido” (UPME, 2005)

Figura 9.1 Costo Índice de Instalación en Función de la Capacidad



Fuente: Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia, (UPME, 2005)

En la anterior figura se puede observar que, por ejemplo, en el rango comprendido entre los 0 y los 500 MW existe una elevadísima dispersión, con Costos Índices de Instalación que varían entre los USD 400/kW hasta cerca de los USD 3000/kW, lo que no obedece a ninguna tendencia estadística, por lo que puede considerarse como una variable perfectamente aleatoria.

Existen sin embargo herramientas como la desarrollada por el gobierno canadiense denominada RETScreen de libre acceso, que permiten una reducción en los costos de estudios de pre-factibilidad, factibilidad, desarrollo e ingeniería, permitiendo determinar si un proyecto es económicamente factible. Así, con el fin de considerar la incertidumbre propia de los costos en este tipo de proyectos, generada por la variabilidad que existe entre ellos se generan también los tres escenarios de PCH mencionados anteriormente.

9.3 INGRESOS POR ENERGÍA

9.3.1 Cantidad de Energía Generada (Q')

La cantidad de energía que genere la PCH, estará en función de su capacidad de generación instalada y el factor de planta que indica el porcentaje de utilización de la central con respecto a su capacidad instalada, multiplicado finalmente por el periodo de tiempo en análisis que será para el presente trabajo anual en concordancia con el flujo de caja como lo indica la ecuación (9.3).

$$Q'(MWh) = \text{Capacidad (MW)} \times \text{Factor de planta}(\%) * T(h) \quad (9.3)$$

La capacidad óptima de generación se ve influenciada como es de esperarse por el caudal, una planta grande puede utilizar más agua y producir más energía en periodos de abundante caudal, pero por otra parte tiene mayores costos de inversión y una eficiencia baja en periodos de bajo caudal, lo que indica que la incertidumbre en los niveles de caudal y los precios de la energía son variables fundamentales para determinar la capacidad óptima (Bøckman et

al., 2008). Como se especificó en los supuestos generales este modelo no determina la capacidad óptima y demás características técnicas de una PCH ya que no hace parte del alcance del presente trabajo y sólo se fijara una capacidad de generación instalada de manera determinística para cada escenario de estudio.

9.3.2 Factor de Planta

El factor de planta se define como el porcentaje de energía real generada, respecto a la capacidad de energía instalada en la planta, como se ilustra en la ecuación (9.4). Este factor de planta será evaluado en un periodo de tiempo anual, acorde con el flujo de caja desarrollado durante los veinte años evaluados en el flujo de caja.

Factor de planta

$$= \frac{\text{Energía real generada (Kw – año)}}{\text{Capacidad instalada de generación (Kw – año)}} \quad (9.4)$$

9.3.3 Cantidad de Energía Vendida (Q'')

A la cantidad de energía generada se le deben realizar unas reducciones producto del consumo propio y las pérdidas en la transmisión con el fin de determinar la cantidad de energía vendida, como se expresa en la ecuación (9.5).

$$Q''(MWh) = Q'(MWh) \times [1 - CP(\%)] \times [1 - PdT(\%)] \quad (9.5)$$

CP (%): Consumo propio como porcentaje de la energía generada, 0,5% para generación hidráulica

PdT (%): Pérdidas de transmisión como porcentaje de la generación neta (después del consumo propio) se estiman como el promedio del sistema en 3,7%.

9.3.4 Precio e Ingresos por Venta de Energía

Para el presente modelo de valoración el precio de la energía se determinara en función de los precios de los contratos (E. S. Schwartz, 1998), información disponible en el servicio de información del MEM, Neón del cual se tomaran los precios promedio mensuales y se modelara empleando el movimiento browniano geométrico cuya ecuación se indica a continuación (Lucia & Schwartz, 2002a; E. Schwartz & Smith, 2000).

$$P_t = P_0 + \alpha \Delta t + b \sqrt{\Delta t} \times N(0, 1) \quad (9.6)$$

P_t : Precio Energía

P_0 : Precio periodo anterior (conocido)

α : Media

b : volatilidad

Δt : Intervalo de tiempo

Así, los **ingresos por energía** son iguales al precio de la energía por la cantidad de energía vendida.

$$\text{Ingresos por energía (USD)} = P_t * Q'' \quad (9.7)$$

9.4 INGRESOS POR LA VENTA DE CERS

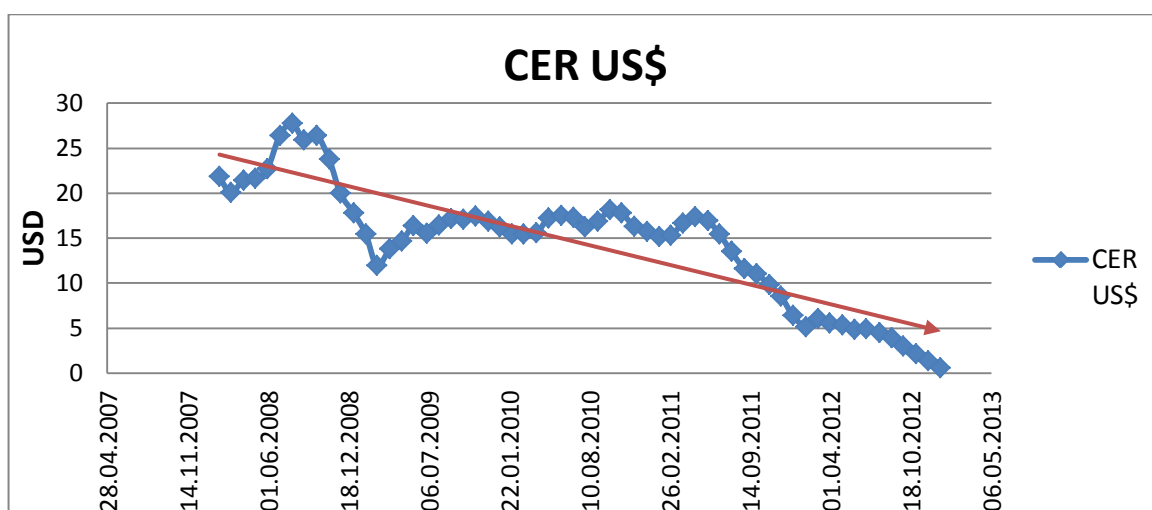
La valoración de las PCH, o cualquier otro medio de generación que sea aceptado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) deberán incluir los ingresos por la venta de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) también conocidos como Bonos de Carbono y al que tienen derecho el proyecto anualmente durante el periodo de acreditación, una vez es certificado por la Conferencia Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas, UNFCCC por su sigla en inglés.

Un CER corresponden a la reducción de una tonelada de dióxido de carbono equivalente, calculado a partir de una línea base, es decir las emisiones que se producirían en ausencia del proyecto MDL, para este caso se calculan con

base a la cantidad de emisiones que se dejan de emitir al emplear energía proveniente de una PCH en vez de generarla a partir de una planta térmica.

Para la obtención de este nivel de reducción de emisiones se toma este factor equivalente que representa la cantidad de emisiones que generaría una central térmica por ejemplo, y se multiplica por la cantidad de energía generada por la PCH, obteniendo de esta forma las toneladas de dióxido de carbono que se dejaron de emitir por emplear una PCH. Finalmente, para obtener los ingresos por CERs, esta cantidad de toneladas se multiplica por el precio promedio de los CERs, calculado entre el valor máximo de precio correspondiente a 27.77 USD/CER alcanzado en julio de 2008 y el mínimo de 0.6 USD/CER en diciembre de 2012. La sobreoferta de estos certificados es lo que ha llevado a esta drástica caída en el precio como se demuestra en la Figura 9.2. Para el modelo probabilístico se emplearan franjas de precios desde un valor nulo es decir donde no se reciben ingresos por la venta de CERs y creciendo gradualmente a 5, 10, 15, 20, 25 y 30., con el fin de involucrar una incertidumbre propia de la decisión política que puedan tomar las naciones asociadas al protocolo de Kyoto para aumentar su compromiso con la reducción de emisiones.

Figura 9.2 Comportamiento histórico del precio de CER US\$/ton CO₂



Fuente: Adaptado por los autores de

<https://www.theice.com/marketdata/reports/ReportCenter.shtml>

9.5 PARÁMETROS DE CADA ESCENARIO

9.5.1 PCH 5 MW

Los costos de inversión, operación y mantenimiento son calculados por los autores a partir de los costos unitarios por kilowatt instalado o generado, descritos en el documento “Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE” Vol. 3, CORPOEMA.

Tabla 9.2 Detalles técnicos PCH 5MW

Detalles técnicos	
Predios (Ha)	10
Potencia (kW)	5.000
Energía (kwh)	43.800.000

Fuente: Adaptado por los autores con costos unitarios de “Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE, Vol. 3, Corpoema para cálculo de inversión”

Tabla 9.3 Costos de Inversión PCH 5MW

Costos de inversión	Total Inversión 2014
Terrenos (USD)	37.472
Equipos (USD)	5.920.603
Obras civiles (USD)	6.038.373
Ingeniería (USD)	1.193.756
Instalación (USD)	1.017.102
TOTAL	14.207.307

Fuente: Adaptado por los autores con costos unitarios de “Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE, Vol. 3, Corpoema para cálculo de inversión”

Los costos de operación y mantenimiento se dividen en costos fijos y variables, representan un factor en centavos de dólar por kilovatio que multiplica el total

de energía instalada para el caso de los costos fijos y el total de energía anual generada para el caso de los variables.

Tabla 9.4 Costos operación y mantenimiento PHC 5MW

Costos Operación y Mantenimiento	2014
Costos fijos (cUSD/kw)	0,81
Costos variables (cUSD/kw)	0,41

Fuente: Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE, Vol. 3, 2010

9.5.2 PCH 10 MW

Para este escenario se partió de una PCH, con capacidad de generación de 10 MW y cuyas características técnicas y sus costos asociados son tomados del documento, “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia”, desarrollado por la UPME en el año 2005.

Tabla 9.5 Detalles Técnicos PCH 10MW

Detalles técnicos	
Predios (Ha)	10
Potencia (kW)	10.000
Energía (kwh)	87.600.000

Fuente: “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia”. UPME, 2005

Tabla 9.6 Costos de inversión para una PCH 10MW

Costos de inversión	Total inversión 2014
Terrenos (USD)	47.589
Equipos (USD)	5.209.882
Obras civiles (USD)	16.289.986
Ingeniería (USD)	6.478.797
Instalación (USD)	885.147

TOTAL	28.911.400
--------------	-------------------

Fuente: Adaptado por los autores a partir de “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia”. UPME, 2005

Tabla 9.7 Costos de operación y mantenimiento PCH 10MW

Costos de operación y mantenimiento	2014
Costos fijos (USD)	398.313
Costos variables (USD)	968.361
TOTAL	1.366.674

Fuente: Adaptado por los autores a partir de “Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia”. UPME, 2005

9.5.3 PCH 20 MW Caso Estudio

Los costos de inversión, operación y mantenimiento corresponden a la PCH Amaime, con una capacidad instalada de 19.9 MW, y sus datos fueron suministrados por EPSA.

Tabla 9.8 Detalles Técnicos para una PCH 20MW

Detalles técnicos	
Potencia (kW)	20.000
Energía (kwh)	175.200.000

Fuente: Datos suministrados por EPSA

Tabla 9.9 Costos de inversión para una PCH de 20MW

Costos de inversión	Total inversión 2011
Terrenos (MM US)	0,09
Equipos (MM US)	23,45
Obras civiles (MM US)	34,76
Ingeniería (MM US)	1,78
Estudios (MM US)	2,15

TOTAL	62,23
--------------	--------------

Fuente: Datos suministrados por EPSA

Tabla 9.10 Costos de Operación y Mantenimiento para PCH Amaime

Costos de operación y mantenimiento	2011
Costos fijos (MM US)	1,18
Costos variables (MM US)	0,28
TOTAL	1,46

Fuente: Datos suministrados por EPSA

10. ANÁLISIS DE RESULTADOS

10.1 MODELO DETERMINÍSTICO

Para este modelo el factor de planta se da como un parámetro correspondiente al 70% para los tres escenarios de PCH considerados. Es evaluado en un periodo de tiempo anual, durante veinte (20) años, acorde con el flujo de caja determinístico desarrollado.

Un primer análisis pretende sugerir al inversionista si las condiciones hidrológicas y técnicas lo permiten, seleccionar la capacidad a instalar en la PCH entre las evaluadas, basado en la rentabilidad obtenida de cada escenario

Tabla 10.1 Cuadro Resumen Rentabilidad De Cada Escenario

	TAMAÑO PCH (Mw)		
	5	10	20
VPN	3.456.090	6.211.702	13.521.381
TIR	10,61%	10,31%	10,38%

Fuente: Los autores

Con una similitud en la TIR de los tres proyectos pero con marcadas diferencias en el VPN siendo este último el criterio de selección, donde se evidencia no existe una linealidad en el comportamiento de la rentabilidad proporcionalmente al tamaño de la planta y donde si los supuestos planteados anteriormente para cada escenario de capacidad instalada, el inversionista debería invertir en la PCH con capacidad de generación de 20MW, que corresponde al caso estudio en análisis, por obtener el VPN más alto.

Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad al VPN, se generaron los siguientes escenarios:

10.1.1 Escenarios de Inversión

A partir de los costos de inversión obtenidos para cada PCH y que se denominaran escenario esperado, se generan dos escenarios de inversión adicionales a los que se denominan escenario pesimista y escenario optimista,

los cuales son contruïdos aumentando un 30% los costos de inversi3n y disminuy3ndolos en un 30% respectivamente.

Los resultados obtenidos de estos escenarios generados son:

Tabla 10.2 Resultados escenarios de inversi3n – PCH 5MW

PCH 5 MW	Optimista	Esperado	Pesimista
VPN FCL (USD)	\$ 5.758.017	\$ 3.456.090	\$ 1.143.524
TIR	14,61%	10,61%	8,25%
TIRM	12,87%	11,56%	10,71%

Fuente: Los autores

Tabla 10.3 Resultados escenarios de inversi3n – PCH 10MW

PCH 10 MW	Optimista	Esperado	Pesimista
VPN FCL (USD)	\$ 11.179.307	\$ 6.211.702	\$ 1.119.511
TIR	14,23%	10,31%	7,83%
TIRM	12,79%	11,43%	10,52%

Fuente: Los autores

Tabla 10.4 Resultados escenarios de inversi3n – PCH 20MW

PCH 20 MW	Optimista	Esperado	Pesimista
VPN FCL	23.889.715	13.521.381	(1.314.218)
TIR	14,48%	10,38%	7,2%
TIRM	12,81%	11,50%	10.32%

Fuente: Los autores

Los resultados de estos escenarios de inversi3n brindarían al inversionista un análisis de inversi3n diferente a la tabla presentada anteriormente, si bien la mayor rentabilidad la brinda en el escenario optimista la PCH de 20 MW, la PCH de 10 MW y de 5MW aún en el escenario pesimista presentan un VPN positivo por lo cual si existiera una mayor aversi3n al riesgo el inversionista

seleccionaría entre alguna de estas PCH descartando la opción de una PCH de 20MW.

10.1.2 Factor de Carga

La cantidad de energía generada sujeta a múltiples factores de riesgo mencionados en el capítulo de riesgos de este documento, influyen drásticamente en la rentabilidad asociada para cada escenario de capacidad, para lo cual se generan los siguientes escenarios, estimando un factor de carga promedio anual.

Tabla 10.5 VPN vs Factor carga para una PCH 5 MW

	VPN	Factor de Carga					
	\$ 3.448.297	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Tamaño (MW)	5	(2.534.093)	(552.519)	1.461.020	3.446.764	5.431.828	7.429.652

Fuente: Los autores

Tabla 10.6 VPN vs Factor carga para una PCH 10 MW

	VPN	Factor de Carga					
	\$ 6.178.245	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Tamaño (MW)	10	(5.452.112)	(1.596.877)	2.277.143	6.160.902	10.033.571	13.922.121

Fuente: Los autores

Tabla 10.7 VPN vs Factor carga para una PCH 20 MW

	VPN	Factor de Carga					
	13.568.799	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Tamaño (MW)	20	(18.622.843)	(7.588.116)	3.045.554	13.558.102	21.902.210	29.774.874

Fuente: Los autores

La selección óptima de la capacidad instalada, busca que la pequeña central dada su incapacidad de mantener embalses, aproveche al máximo el caudal disponible, sobrellevando a su vez los costos durante periodos de sequía, para los tres escenarios anteriores un factor de carga del 50% o menos genera VPN negativos, y sólo a partir de un caudal promedio anual de 60% se obtiene el VPN positivo. El análisis probabilístico permitirá evaluar más acertadamente los niveles de caudal mínimo que generan VPN positivo.

10.1.3 Estructura de Capital

La definición de la estructura de capital representa una variable fundamental previo el inicio del proyecto, para este caso los tres escenarios de capacidad instalada tienen un VPN mayor a mayor tasa de endeudamiento; esto se justifica, porque la tasa de financiación (8%) es inferior a la TIR de los proyectos que en todos los casos es superior al 10%.

Tabla 10.8 % de Deuda vs VPN - PCH 5MW

PCH 5 MW				
% Financiación	30%	45%	60%	70%
VPN	1.116.480	1.992.758	2.870.097	3.452.943

Fuente: Los autores

Tabla 10.9 % de Deuda vs VPN - PCH 10 MW

PCH 10 MW				
% Financiación	30%	45%	60%	70%
VPN	2.034.136	3.583.321	5.135.028	6.156.845

Fuente: Los autores

Tabla 10.10 % de Deuda vs VPN - PCH 20MW

PCH 20MW				
% Financiación	30%	45%	60%	70%
VPN	3.745.350	7.570.091	11.404.307	13.577.315

Fuente: Los autores

10.2 MODELO PROBABILÍSTICO

La estabilidad de los ingresos presentada para el análisis determinístico no corresponde con la realidad, por esta razón con el fin de generar escenarios más ajustados a la realidad y que por lo tanto integren la incertidumbre propia de estas inversiones se empleara la simulación de Monte Carlo empleando el software de simulación @Risk, con el cual se realizaran 1000 iteraciones por cada simulación. Ajustando para las tres plantas (5Mw, 10Mw y 20 Mw) el factor aleatorio del movimiento browniano para el cálculo del precio de la

energía y el factor de carga de cada PCH, que será ajustado a una curva de distribución con base en registros históricos de generación de energía de PCHs ubicadas en Colombia.

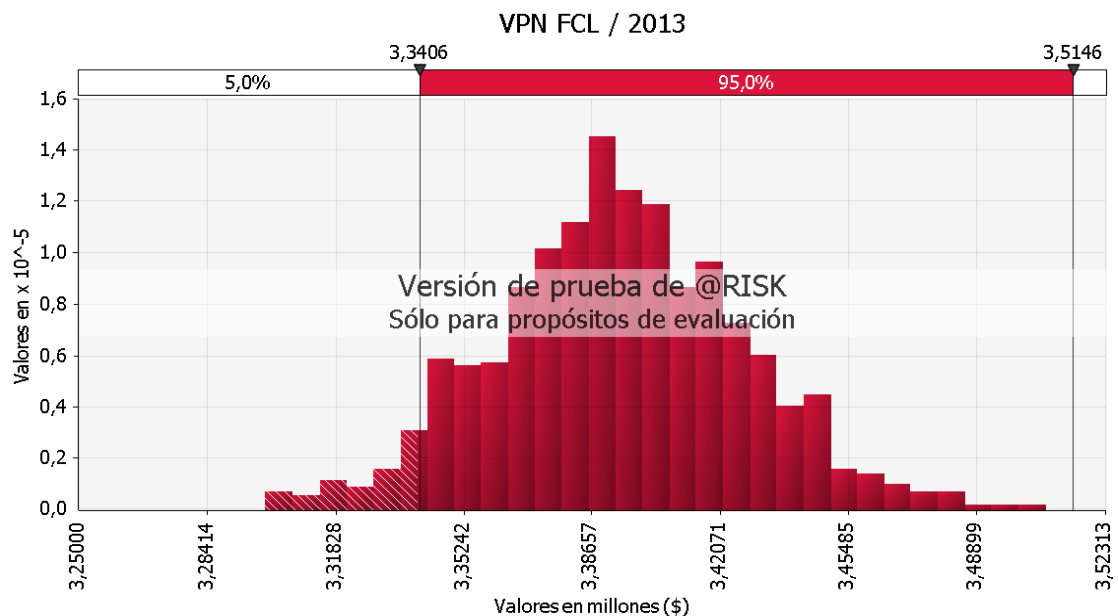
10.2.1 Caso 1: PCH 5 MW

Simulación independiente

Este escenario considera sólo una variable independiente de entrada, la cual es el Precio de la energía, con un factor de carga constante del 70% anual y un nivel de confianza del 95%.

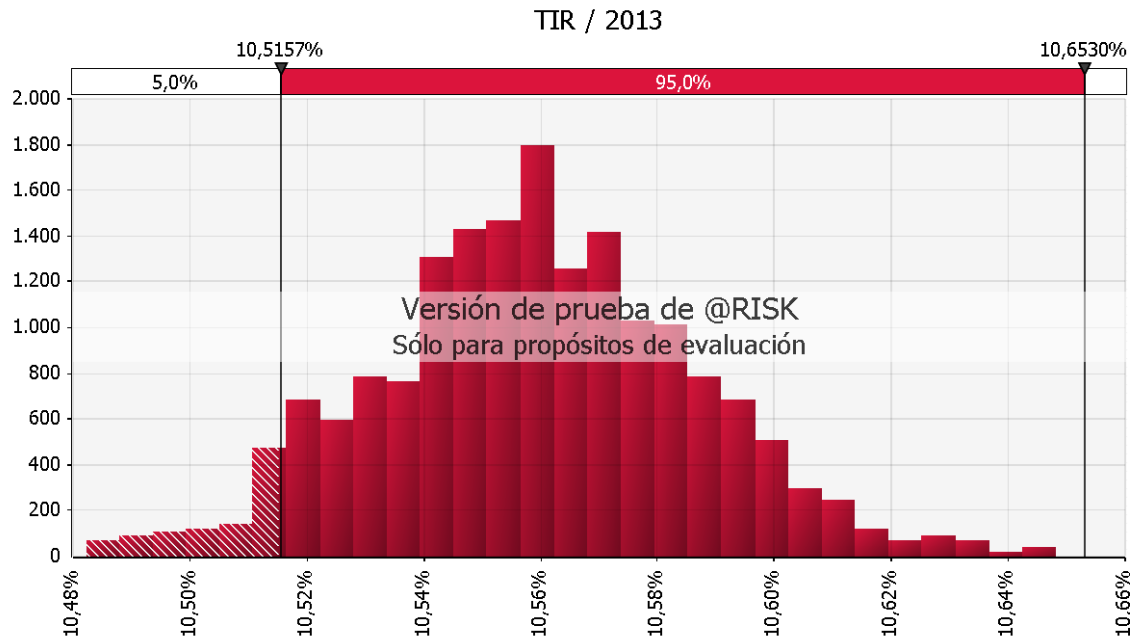
Resultados

Figura 10.1 VPN simulando la variación del precio de la energía



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.2 TIR simulando la variación del precio de la energía



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.11 Datos para el VPN y TIR del FCL

Variables salida	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL (USD)	3.299.736	3.393.631	3.507.219	3.340.599	3.446.775	3.326.582
TIR	10,48%	10,56%	10,65%	10,52%	10,60%	10,50%

Fuente: Generado por los autores

Este escenario muestra una probabilidad nula de recibir un VPN negativo, es decir de tener pérdidas en algún momento, por lo tanto la probabilidad de éxito o de que el $VPN > 0$ es igual al 100%. A un 95% de confianza el percentil 5 nos indica el valor en riesgo VaR para esta planta, el cual corresponde a US\$ 3'340.599, lo que significa que el proyecto no retorna pérdidas sino una ganancia mínima de ese valor. Valores de ganancia menores a ese valor sólo

tienen un 5% de ocurrencia (valores de la cola de la distribución) y se pueden representar por medio de la medida en riesgo del CVaR, que calcula el promedio de los valores de la cola, y que para este caso es US\$ 3.326.582. Así mismo la rentabilidad del inversionista para este escenario tiene un valor promedio del 10,56%, mayor a su vez que la TMR; todo lo anterior haciendo muy rentable este proyecto bajo este escenario de simulación.

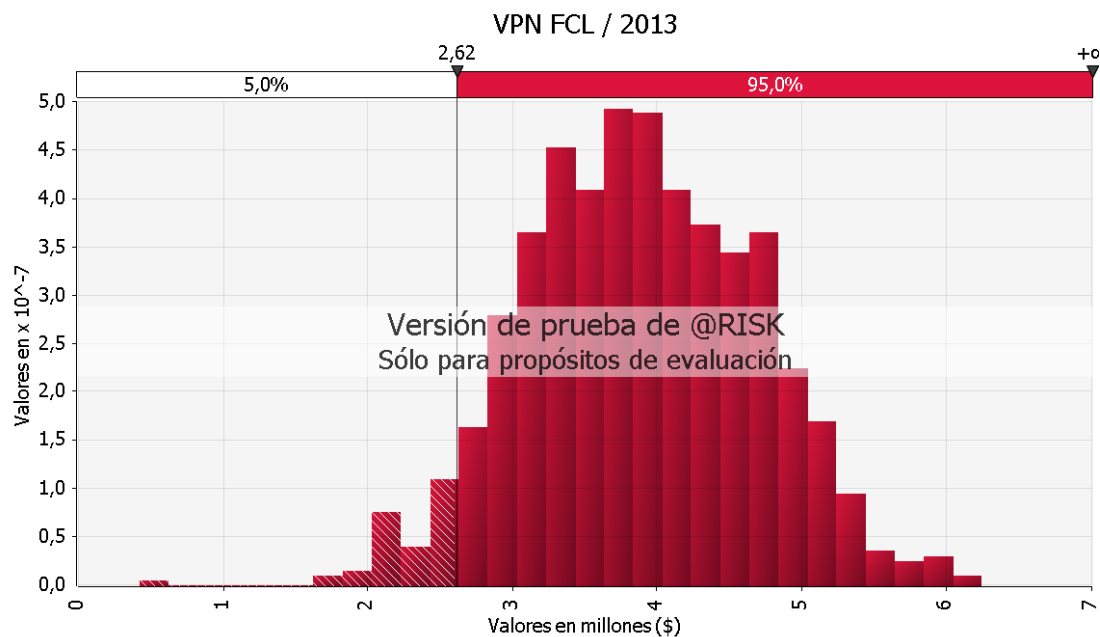
Simulación correlacionada

Factor de carga

Este escenario considera ya dos variables de entrada, como son el Precio de la energía y el factor de carga a un nivel de confianza del 95%. Para este caso el factor de carga se ajusta a una distribución normal, con media 0,7245 y desviación del 15,03% con datos mensuales de generación real de los años 2011 y 2012 de una PCH denominada “La Herradura”, localizada en el departamento de Antioquia con una capacidad instalada de 19,8 MW.

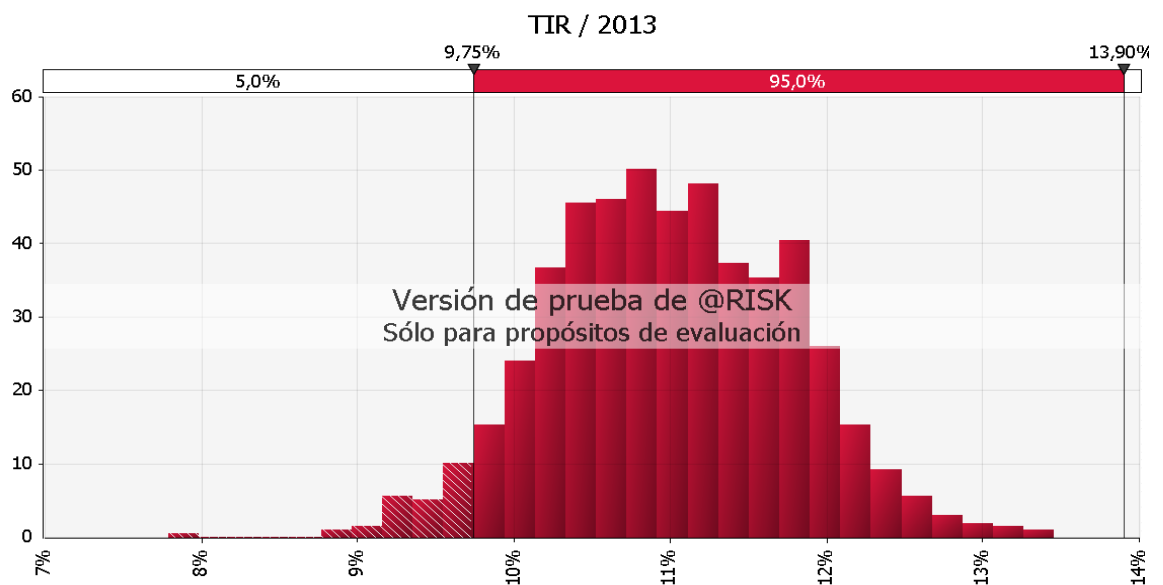
Resultados

Figura 10.3 VPN simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.4 TIR simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga

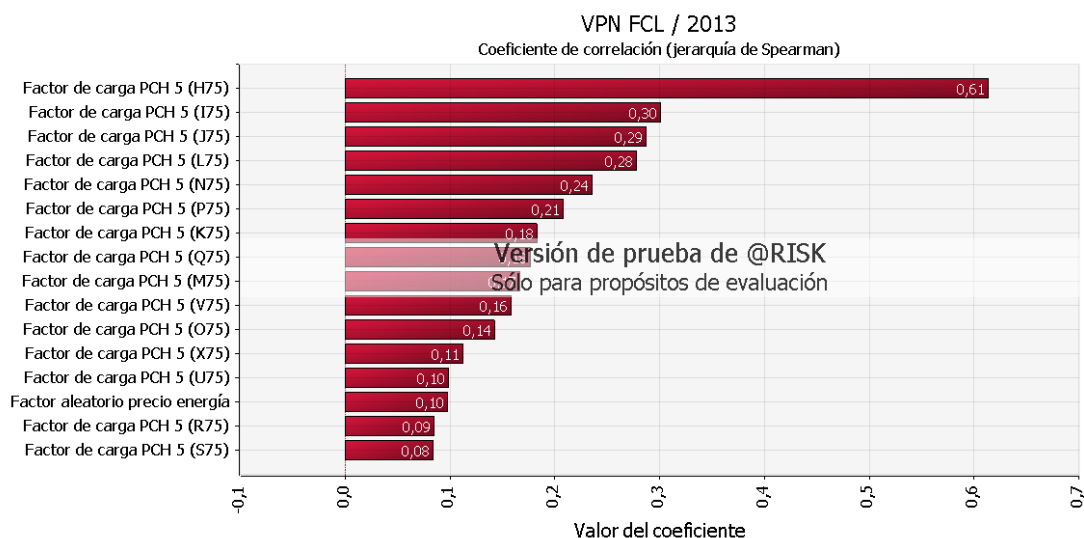


Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.12 Datos para el VPN y TIR del FCL simulando precio energía y factor de carga

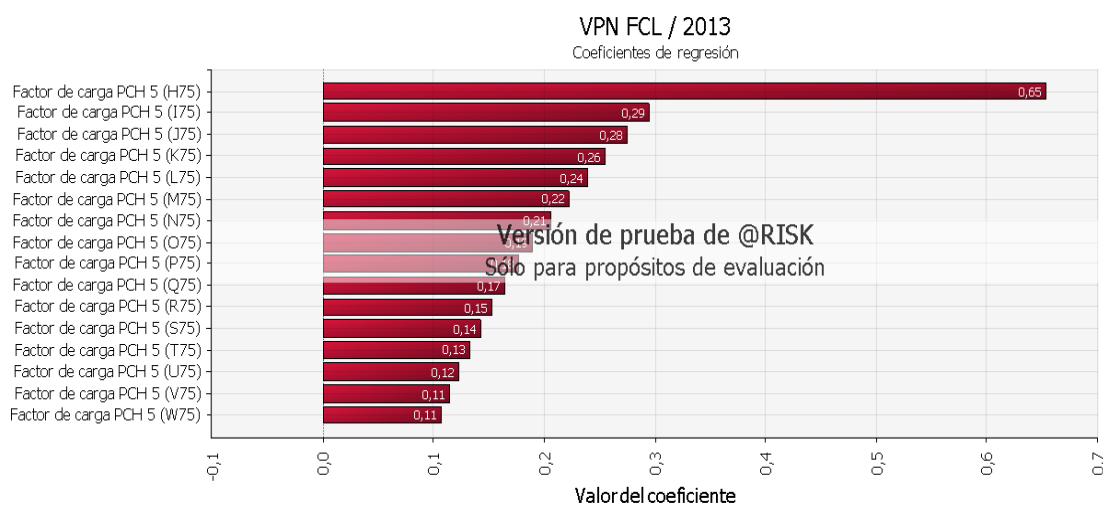
Variables salida	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL US\$	421.450	3.880.993	6.243.127	2.623.330	5.135.866	2.260.881
TIR	7,79%	11,00%	13,45%	9,75%	12,21%	9,44%

Figura 10.5 Coeficiente de correlación variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.6 Coeficiente de regresión variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Este escenario analiza la interacción de dos variables de entrada en el modelo, como son el precio de la energía y el factor de carga, que se comportan como variables aleatorias dentro de una función probabilística. De esta manera se puede apreciar que la influencia que tienen sobre el VPN y la TIR es mucho mayor. Con un nivel de confianza del 95% se obtuvo un VPN promedio de US\$ 3.880.993 y una TIR del 11%. Igualmente este escenario tiene una probabilidad

nula de recibir un VPN negativo, es decir de tener pérdidas en algún momento, por lo tanto la probabilidad de éxito o de que el $VPN > 0$ es igual al 100%. Comparado con el análisis independiente, cuando solo el precio de la energía tenía influencia, si hay una variación fuerte entre los resultados del VPN, como por ejemplo su valor mínimo alcanzado, pero igualmente no alcanza a llegar a cero o por debajo, con lo que a su vez se estima una ganancia mínima de US\$ 2.623.330, correspondiente al percentil 5 del VaR y el CVaR tiene un valor promedio de US\$ 2.260.881.

De acuerdo a los coeficientes de regresión y correlación se observa notoriamente que la variable de impacto para el VPN es el Factor de carga.

Precio de los CERs

Esta variable a diferencia de las otras se le hizo un análisis de sensibilidad determinístico, ya que debido a la variabilidad tan grande en sus datos, ajustarle una distribución probabilística no brinda mayor confiabilidad; por lo que se procedió a analizarla simulando en franjas de valores posibles, entre 0 y 30 US\$/CER, arrojando los resultados sobre el VPN, mostrados en la siguiente tabla de datos.

Tabla 10.13 VPN vs Precio de CERs (USD)

Valor	Media	Mín	Máx	DesvEst	Var
0	2.917.352	193.990	5.251.008	760.416	5,78233E+11
5	3.257.333	477.197	5.635.105	776.938	6,03633E+11
10	3.597.314	760.404	6.019.201	793.501	6,29645E+11
15	3.937.294	1.043.611	6.403.298	810.103	6,56266E+11
20	4.277.275	1.326.818	6.787.395	826.740	6,83499E+11
25	4.617.256	1.610.025	7.171.492	843.411	7,11342E+11
30	4.957.237	1.893.232	7.555.589	860.114	7,39795E+11

Fuente: Los autores

Y sucede igualmente en este escenario que no hay valores de VPN negativos para ningún valor dentro de los que puedan tomar los bonos de carbono, aun siendo este un valor nulo que no aporte nada como ingreso, su impacto no alcanza a reflejarse en pérdida. Aunque si hay una disminución notable de las ganancias que se puedan obtener, cuando este tiene un valor máximo de 30 US\$/CER y cuando por ejemplo no tiene valor alguno.

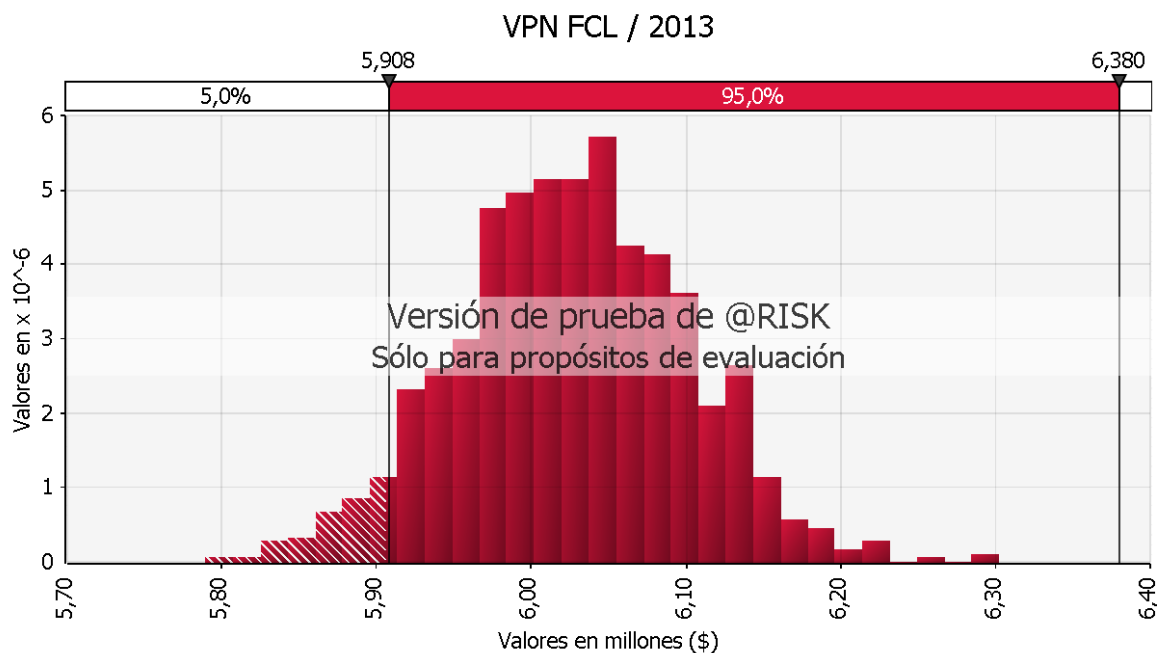
10.2.2 Caso 2: PCH 10 MW

Simulación independiente

Este escenario considera sólo una variable de entrada, la cual es el Precio de la energía, con un factor de carga constante del 70% anual y un nivel de confianza del 95%.

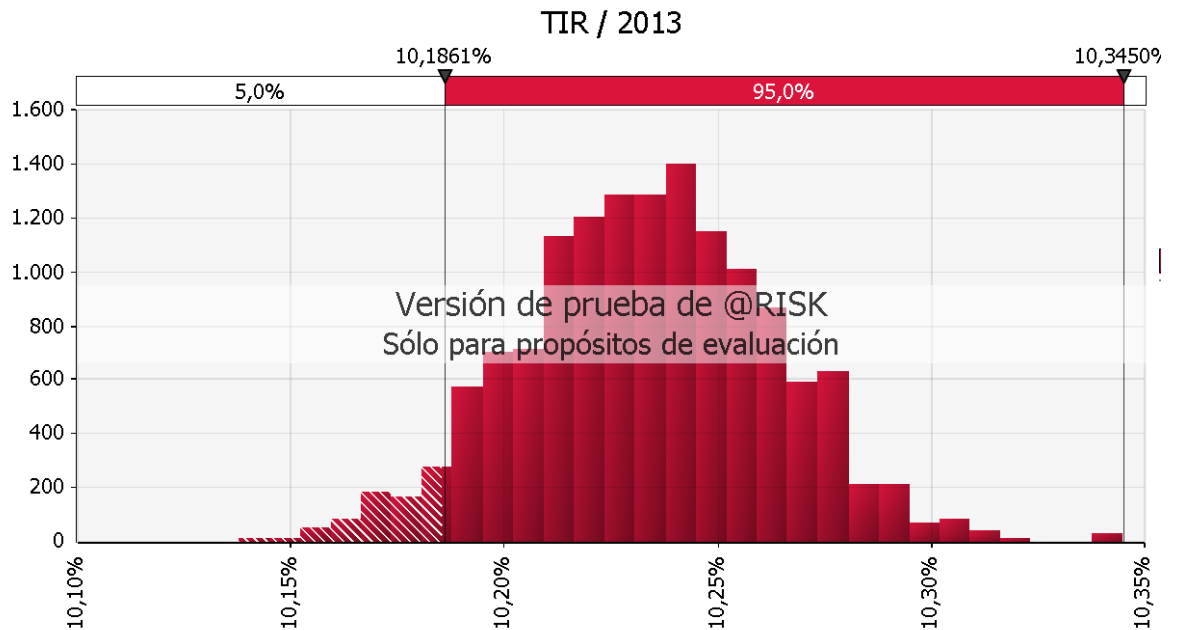
Resultados

Figura 10.7 VPN simulando la variación del precio de la energía – PCH 10MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.8 TIR simulando la variación del precio de la energía -PCH 10MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.14 Datos para el VPN y TIR del FCL simulando precio energía

Variable salida	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL PCH 10MW (USD)	5.789.71 2	6.026.55 0	6.302.58 1	5.908.46 5	6.143.04 0	5.873.50 5
TIR PCH 10MW (USD)	10,14%	10,23%	10,34%	10,19%	10,28%	

Fuente: Los autores

Este escenario muestra una probabilidad nula de recibir un VPN negativo, por lo tanto la probabilidad de éxito o de que el $VPN > 0$ es igual al 100%. A un 95% de confianza el percentil 5 nos indica el valor en riesgo VaR para esta planta, el cual corresponde a US\$ 5'908.465, lo que significa que el proyecto no retorna

pérdidas sino una ganancia mínima de ese valor. Valores de ganancia menores a ese valor sólo tienen un 5% de ocurrencia (valores de la cola de la distribución) y se pueden representar por medio del CVaR, que calcula el promedio de los valores de la cola, y que para este caso es US\$ 5.873.505. Así mismo, la rentabilidad del inversionista para este escenario tiene un valor promedio del 10,23%, mayor a su vez que la TMR; todo lo anterior haciendo muy rentable este proyecto bajo este escenario de simulación.

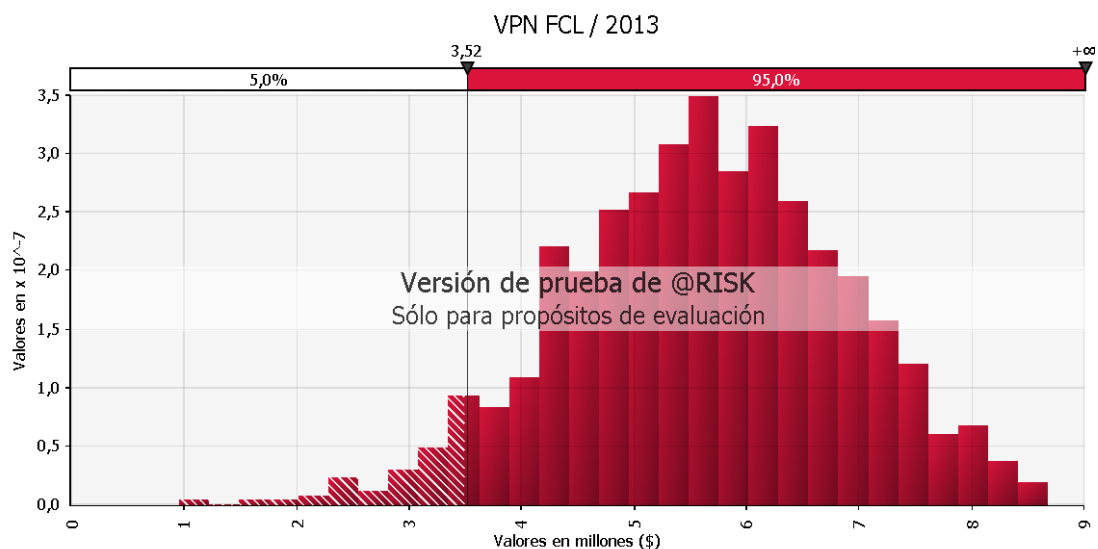
Simulación correlacionada

Factor de carga

Adicionando al análisis de este escenario el factor de carga se tienen dos variables de entrada, como son el Precio de la energía y el factor de carga a un nivel de confianza del 95%. Para este caso el factor de carga se ajusta a una distribución triangular, con un valor mínimo de 0,30210, medio 0.83645 y máximo de 0.93032. Media de 0,6896 y desviación del 0,1383 con datos mensuales de generación real de los años 2011 y 2012 de una PCH denominada “La Vuelta”, localizada en el departamento de Antioquia con una capacidad instalada de 11,8 MW.

Resultados

Figura 10.9 VPN simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga -PCH 10MW



Fuente: Generado por los autores empleado el software @Risk

Figura 10.10 TIR simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga -PCH 10MW

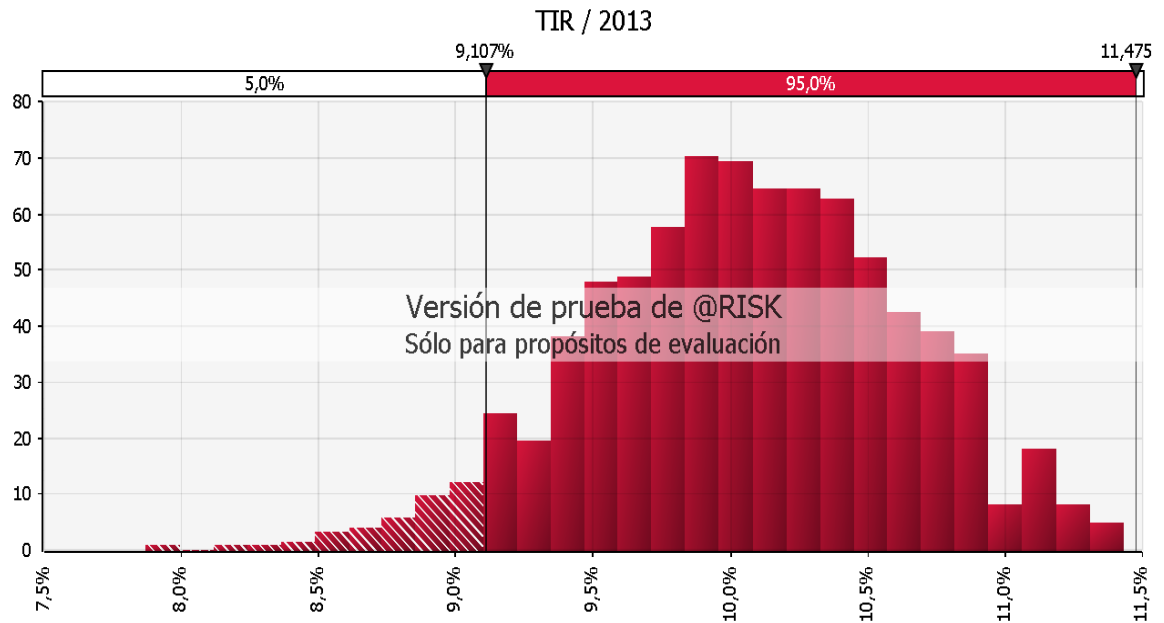
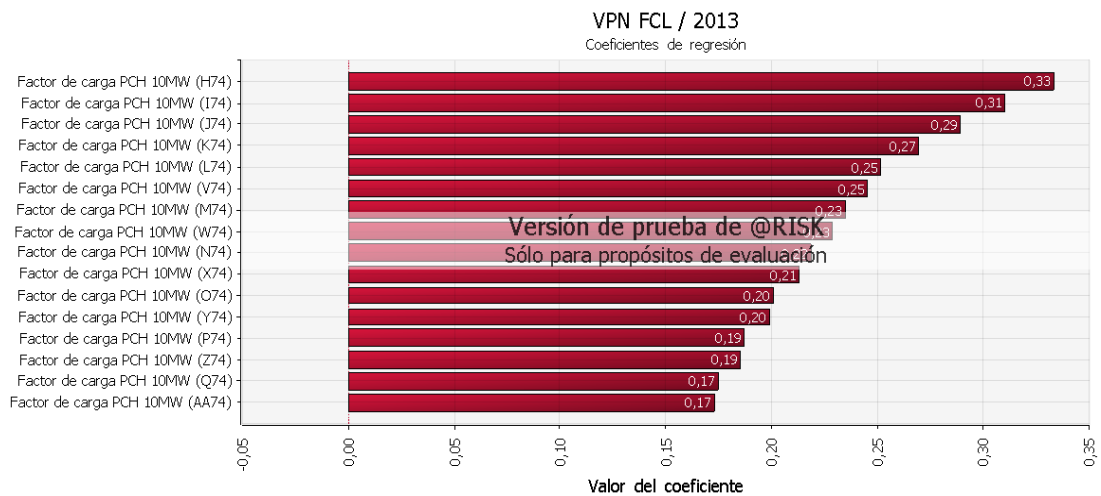


Tabla 10.15 Datos para el VPN y TIR del FCL simulando precio energía y factor de carga, para PCH 5 Y 10 MW

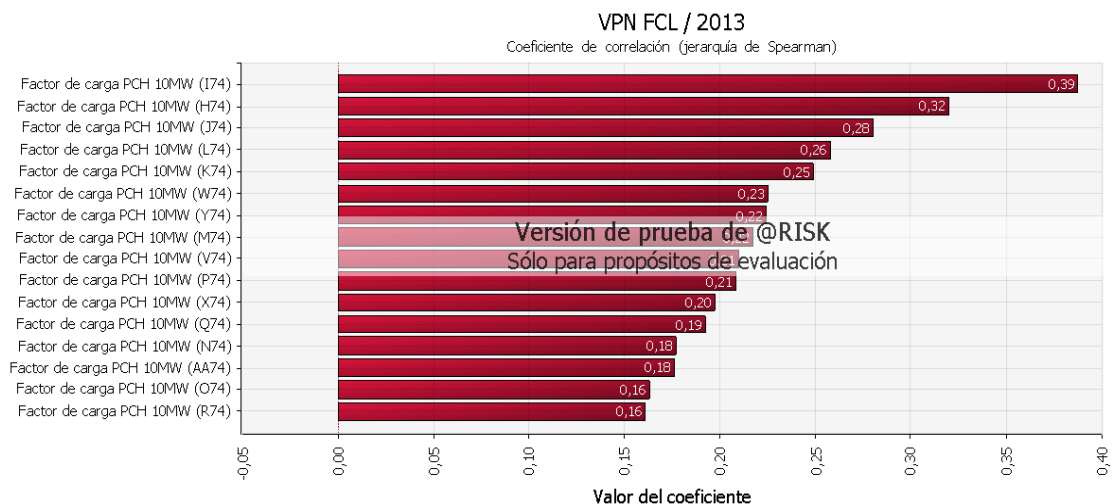
Nombre	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL PCH 5MW (USD)	1.430.977	3.881.513	6.217.509	2.573.860	5.127.347	2.266.804
TIR PCH 5MW	8,74%	11,00%	13,45%	9,71%	12,28%	
VPN FCL PCH 10MW (USD)	952.655	5.627.159	8.681.532	3.518.499	7.583.829	2.981.163
TIR PCH 10MW	7,87%	10,06%	11,43%	9,11%	10,93%	

Figura 10.11 Coeficiente de regresión variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.12 Coeficiente de correlación variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Este escenario analiza la interacción de dos variables de entrada en el modelo, como son el precio de la energía y el factor de carga para una PCH de 10MW, que se comportan como variables aleatorias dentro de una función probabilística. De esta manera se puede apreciar que la influencia que tienen sobre el VPN y la TIR es mucho mayor, que así como se puede alcanzar una ganancia mayor, así mismo el valor mínimo puede ser menor comparado con el escenario anterior donde sólo se involucraba el precio de la energía como variable. Con un nivel de confianza del 95% se obtuvo un VPN promedio de

US\$ 5.627.159 y una TIR del 10,06%, por lo que comparado con el mismo escenario anterior arroja un rendimiento un poco menor. Igualmente este escenario tiene una probabilidad nula de recibir un VPN negativo, por lo tanto la probabilidad de éxito o de que el $VPN > 0$ es igual al 100%, y al 95% de confianza su ganancia mínima, correspondiente al percentil 5 del VaR es de US\$ 3.518.499 y el CVaR tiene un valor promedio de US\$ 2.981.163.

De acuerdo a los coeficientes de regresión y correlación se observa notoriamente que la variable de impacto para el VPN es el Factor de carga, siendo el precio de la energía un factor de influencia débil.

Precio de los CERs

Tabla 10.16 VPN vs Precio de CERs (USD) PCH 10 MW

Valor	Media	Mín	Máx	DesvEst	Var
0	3.882.219	3.616.250	4.084.509	73.165	5.353.144.069
5	4.638.269	4.372.300	4.840.559	73.165	5.353.144.069
10	5.394.319	5.128.349	5.596.608	73.165	5.353.144.069
15	6.150.368	5.884.399	6.352.658	73.165	5.353.144.069
20	6.906.418	6.640.449	7.108.708	73.165	5.353.144.069
25	7.662.468	7.396.498	7.864.757	73.165	5.353.144.069
30	8.418.518	8.152.548	8.620.807	73.165	5.353.144.069

Y sucede igualmente en este escenario que no hay valores de VPN negativos para ningún valor dentro de los que puedan tomar los bonos de carbono, aun siendo este un valor nulo que no aporte nada como ingreso, su impacto no alcanza a reflejarse en pérdida. Aunque si hay una disminución notable de las ganancias que se puedan obtener, cuando este tiene un valor máximo de 30 US\$/CER y cuando por ejemplo no tiene valor alguno.

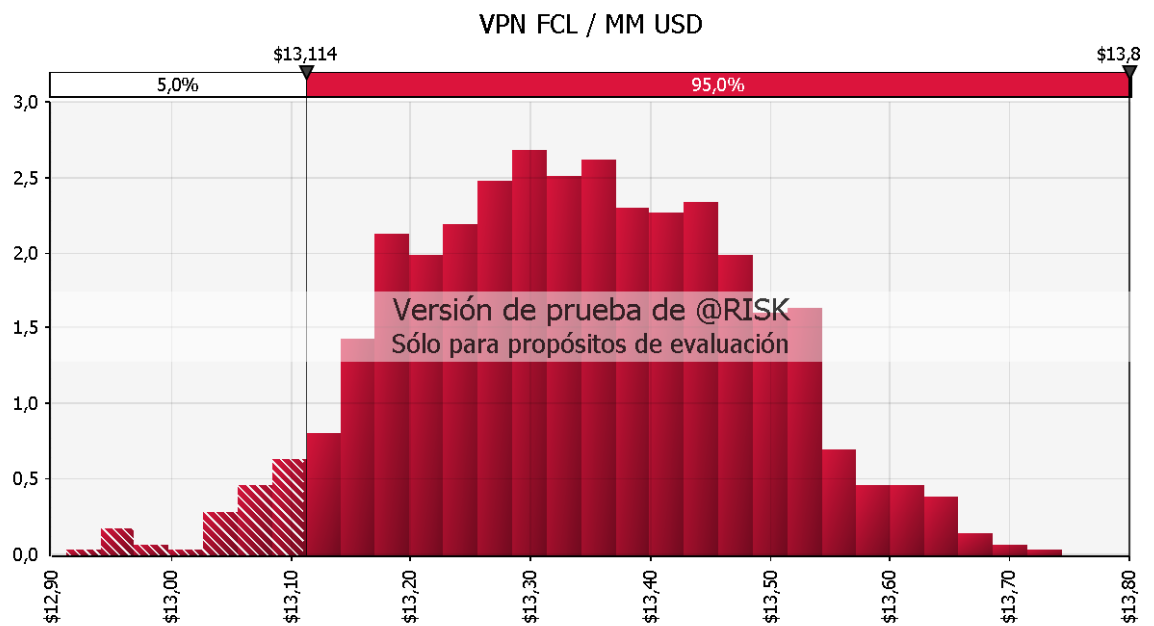
10.2.3 Caso 3: PCH 20 MW Caso Estudio

Simulación independiente

Este escenario considera sólo una variable de entrada, la cual es el Precio de la energía, con un factor de carga constante del 70% anual y un nivel de confianza del 95%.

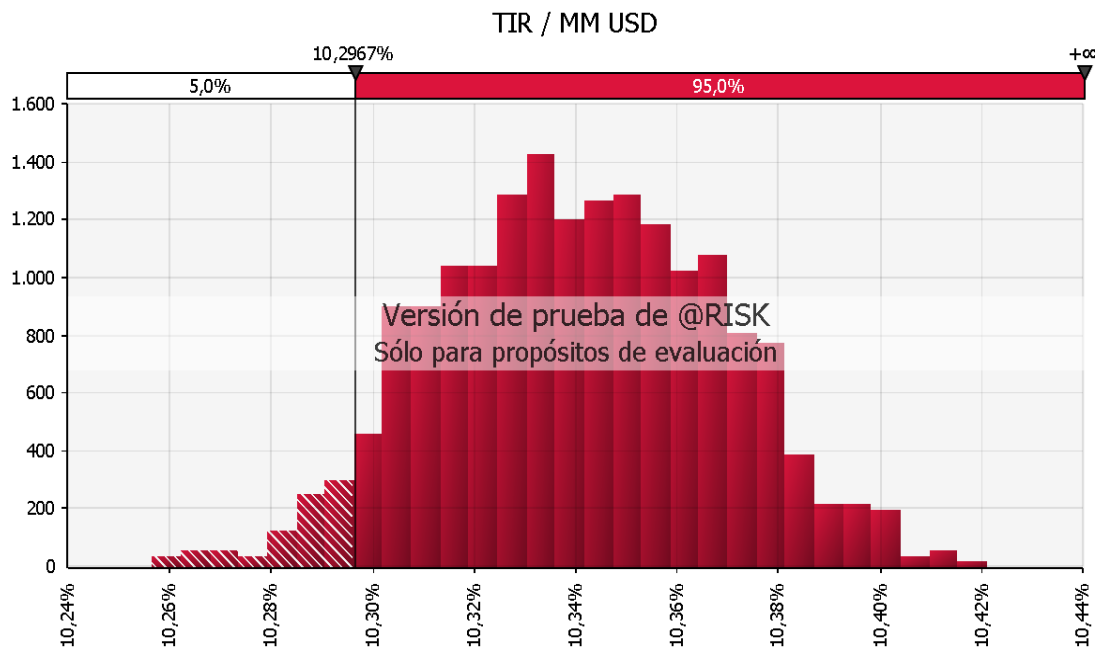
Resultados

Figura 10.13 VPN simulando la variación del precio de la energía -PCH 20MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.14 TIR simulando la variación del precio de la - PCH 20MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.17 Datos para el VPN y TIR del FCL simulando precio energía, para PCH 20 MW

Nombre	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL PCH 20MW (MM USD)	12,91	13,34	13,74	13,11	13,56	13,06
TIR PCH 20 MW	10,26%	10,34%	10,42%	10,30%	10,38%	

Este escenario muestra una probabilidad nula de recibir un VPN negativo, por lo tanto la probabilidad de éxito ($VPN > 0$) es igual al 100%. A un 95% de confianza el percentil 5 nos indica el valor en riesgo VaR para esta planta, el cual corresponde a USD 13'110.000, lo que significa que el proyecto no retorna pérdidas sino una ganancia mínima de ese valor. Valores de ganancia menores

a ese valor sólo tienen un 5% de ocurrencia (valores de la cola de la distribución) y se representan por medio del CVaR, que para este caso es USD 13.060.000. Así mismo la rentabilidad del inversionista para este escenario tiene un valor promedio del 10,34%, mayor a su vez que la TMR; todo lo anterior haciendo muy rentable este proyecto bajo este escenario de simulación.

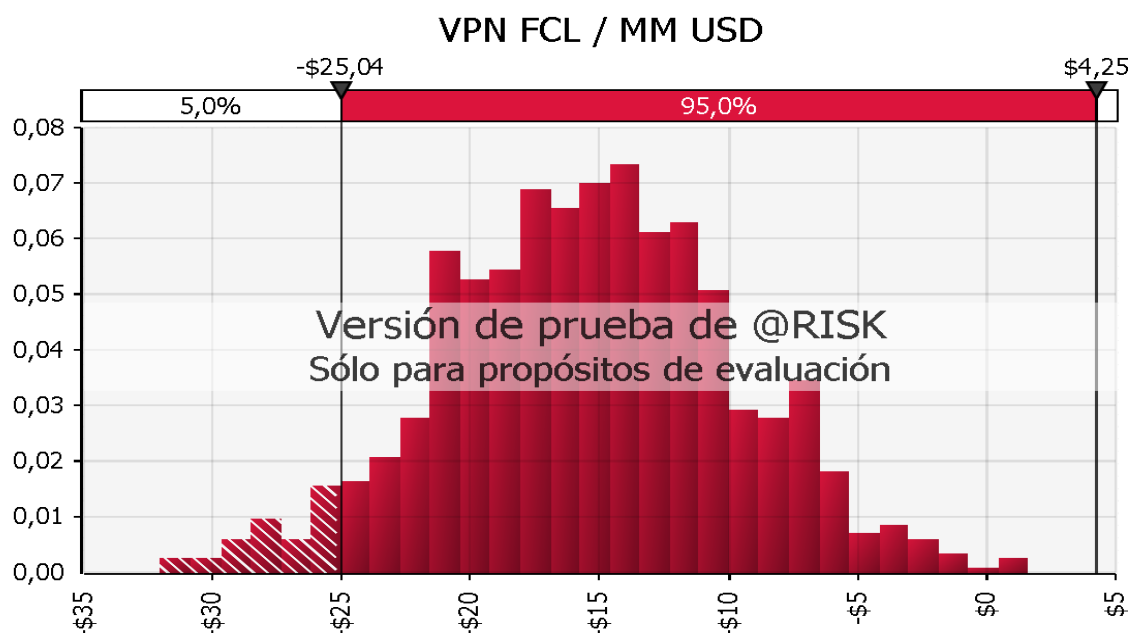
Simulación correlacionada

Factor de carga

Adicionando al análisis de este escenario el factor de carga se tienen dos variables de entrada, como son el Precio de la energía y el factor de carga a un nivel de confianza del 95%. Para este caso el factor de carga se ajusta a una distribución normal, con media 0,4372 y desviación de 0,1840 con datos mensuales de generación real de la PCH caso estudio de Amaime los años 2011 y 2012, localizada en el departamento del Valle del Cauca con una capacidad instalada de 20 MW.

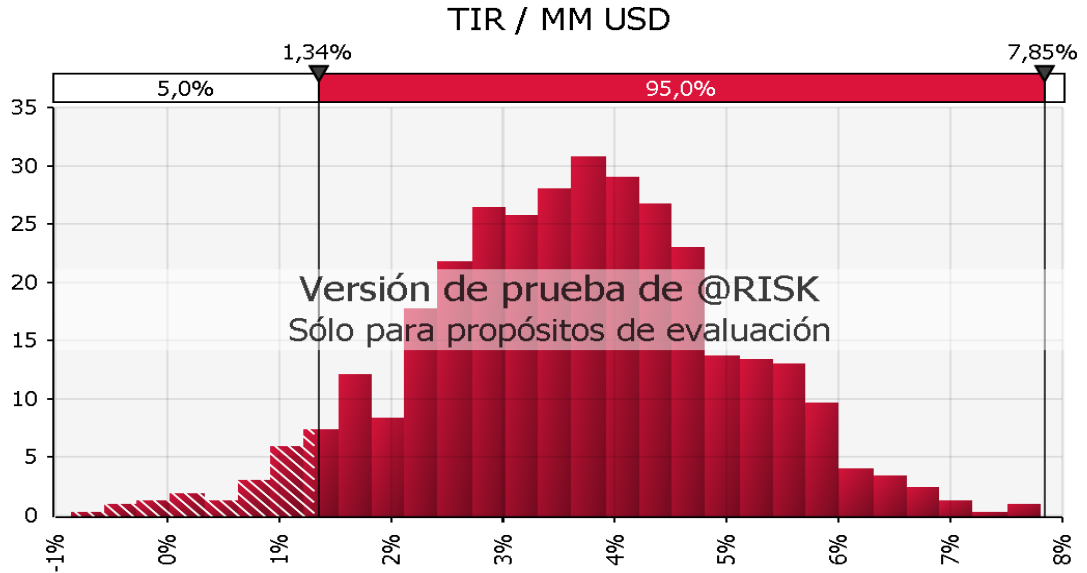
Resultados

Figura 10.15 VPN simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga -PCH 20MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.16 TIR simulando la variación del precio de la energía y el factor de carga -PCH 20MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.18 Datos para el VPN y TIR del FCL simulando precio energía y factor de carga, para PCH 20 MW

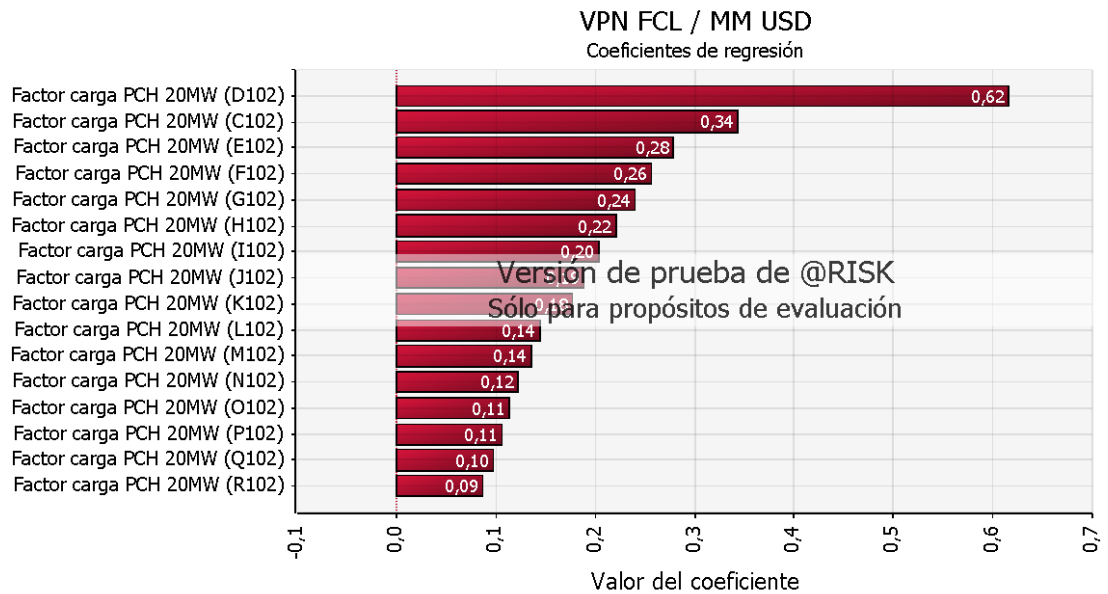
Nombre	Mín	Media	Máx	5%	95%	CVaR
VPN FCL PCH 5MW (USD)	(264.570)	2.917.360	5.213.284	1.654.919	4.178.809	1.270.452
TIR PCH 5MW	7,16%	10,13%	12,32%	8,91%	11,36%	
VPN FCL PCH 10MW (USD)	1.499.526	5.627.020	9.364.621	3.444.092	7.569.451	2.877.363
TIR PCH 10MW	8,11%	10,06%	11,61%	9,04%	10,95%	

VPN FCL PCH 20MW (MM USD)	(32,01)	(15,43)	1,62	(25,04)	(6,44)	(27,29)
TIR PCH 20MW	-0,9%	3,6%	7,8%	1,3%	5,8%	

Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

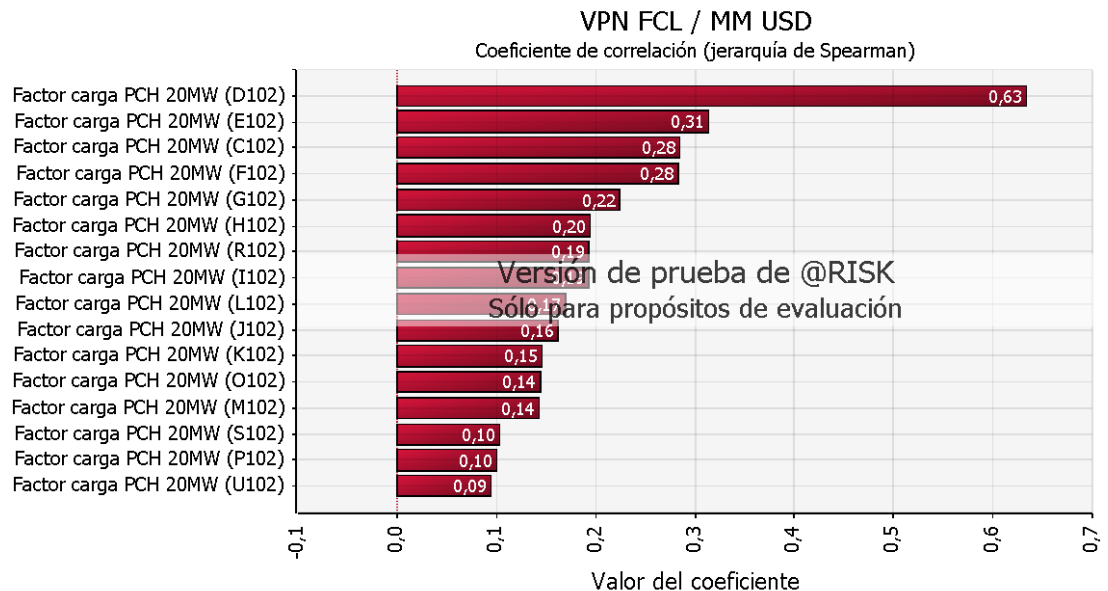
En la Tabla 10.18 se presentan los resultados obtenidos para este escenario, de los cuales se analizan la medida en riesgo VaR que indica en este caso la máxima pérdida alcanzada con un nivel de confianza del 95%. Esto es en representación del percentil 5. Por lo tanto, el valor en riesgo para esta planta es de MM USD (25,04), lo que significa que la empresa debe tener un patrimonio tal que le permita absorber al menos una pérdida de ese valor. Pérdidas superiores al mismo valor sólo tienen un 5% de ocurrencia y se pueden representar a través del indicador de riesgo CVaR que proporciona la media de los valores de la cola, en este caso corresponde a MM USD (27,29). La tasa interna de retorno para este proyecto bajo este escenario es de 3,6%, menor a la tasa mínima de retorno esperada, por lo que esto junto con que la probabilidad de que el $VPN > 0$, es 0,3%, es decir casi nula, indicarían inicialmente que el proyecto no es viable, pero un análisis posterior puede indicar que para esa fecha 2012 dos años después de haber iniciado operaciones no se ha recuperado aun la inversión inicial y que por eso quizá se muestran valores de VPN negativos, registrando pérdidas durante ese periodo de tiempo.

Figura 10.17 Coeficiente de regresión variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Figura 10.18 Coeficiente de correlación variables simuladas vs VPN



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Por medio del coeficiente de regresión y correlación se puede ver la influencia que existe entre las variables de entrada sobre las variables de salida. Y se aprecia notoriamente que la variable de mayor impacto e influencia sobre el

VPN es el factor de carga o utilización; así, variaciones sobre este factor registrarán pérdidas o ganancias según sea el caso; por lo tanto, un mayor porcentaje de utilización de la planta arrojará rendimientos significativos respecto a un menor porcentaje de utilización. Es así entonces como se concluye que esta variable fue determinante para los valores de VPN negativos que se obtuvieron. Además por el hecho también de que el factor de carga para este caso se ajustó por distribución a un valor de 43.72%, lo cual es un factor de carga muy bajo para una planta y sabiendo de antemano que esta es la variable de mayor impacto se concluye que definitivamente es esa variable la que está afectando la rentabilidad del proyecto.

Precio de los CERs

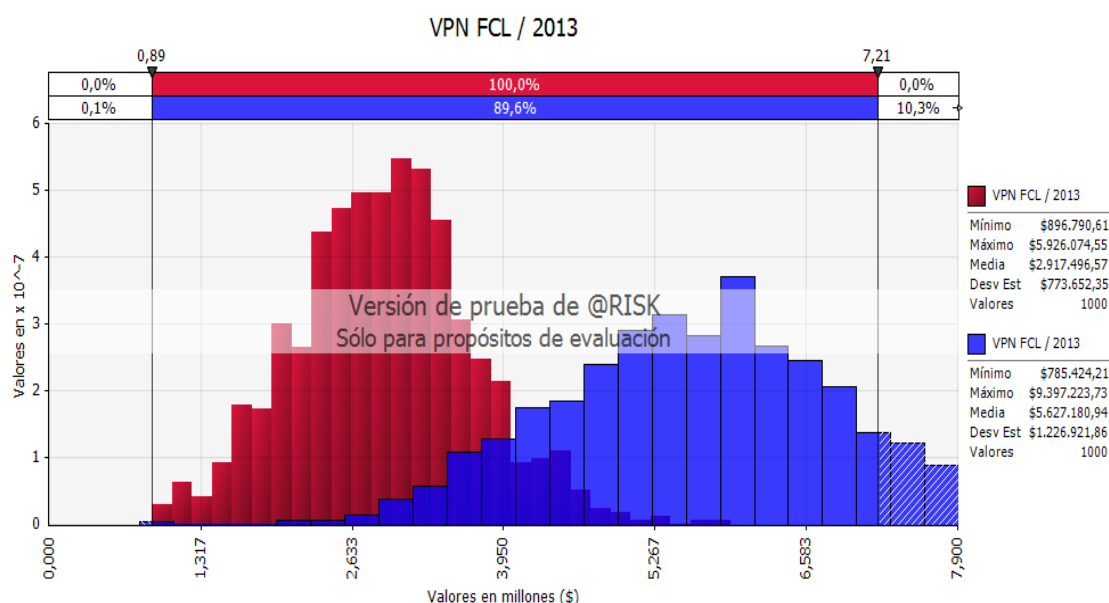
Tabla 10.19 VPN vs Precio de CERs (USD) PCH 20 MW

Valor	Media	Mín	Máx	DesvEst	Var	5%	95%
0	-18,68	-36,36	-2,19	5,13	26,36	-26,90	-10,25
5	-17,53	-35,55	-0,80	5,23	27,37	-25,95	-8,98
10	-16,38	-34,75	0,55	5,33	28,38	-24,96	-7,71
15	-15,24	-33,95	1,88	5,42	29,38	-23,99	-6,43
20	-14,11	-33,14	3,27	5,51	30,37	-23,01	-5,12
25	-12,98	-32,34	4,71	5,60	31,35	-21,998	-3,87
30	-11,85	-31,54	6,10	5,69	32,33	-20,998	-2,65

Acorde al análisis anterior, sería el mismo caso para este escenario; registrar valores de VPN negativos y aunque dentro del rango de valores máximos se encuentran algunos positivos su variabilidad es grande y lógicamente entre mayor es el precio por CER obtenido menor es la pérdida registrada. Hablando en términos de hoy el precio del CER se encuentra dentro del rango 0 a 5 por lo que no hay expectativa de mayor ganancia debido a la venta de estos bonos, sin embargo en el caso de volver a tener valores cercanos al máximo registrado se convierte en un factor importante y a tener en cuenta.

Superposición de gráficos

Figura 10.19 Superposición VPN PCH 5MW vs VPN PCH 10MW



Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

Tabla 10.20 Datos comparación, Superposición VPN PCH 5MW vs VPN PCH 10MW

Estadística		
	VPN FCL / 2013	VPN FCL / 2013
Celda	Modelo - PCH ..	Modelo PCH 1..
Mínimo	\$896.790,61	\$785.424,21
Máximo	\$5.926.074,55	\$9.397.223,73
Media	\$2.917.496,57	\$5.627.180,94
Moda	\$3.054.356,34	\$6.733.093,04
Mediana	\$2.915.971,96	\$5.642.512,95
Desv Est	\$773.652,35	\$1.226.921,86
Asimetría	0,1635	-0,0910
Curtosis	3,2240	2,8625

Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

El gráfico anterior muestra la superposición de los gráficos de distribución del VPN de la PCH de 5 MW y la PCH de 10 MW, ya que son comparables entre sí de acuerdo a los datos arrojados. De allí se puede decir que por ejemplo la PCH de 10 MW (representada por el color azul) retorna valores de VPN mayores que la gráfica roja (PCH 5 MW) pero al mismo tiempo puede retornar

valores menores que los retornados por la PCH de 5 MW. Si se observa el valor máximo alcanzado por la PCH de 10 MW es de USD 9'397.223 mientras que en la roja el valor máximo es de USD 5'926.074 y así mismo con los valores mínimos, USD 785.424 y USD 896.760 respectivamente, siendo la PCH de 10 MW la que en determinados momentos pueda retornar menores ganancias. Esto a su vez se relaciona con el tamaño y la capacidad de cada planta, es decir a mayor tamaño mayor es la energía generada y por lo tanto mayores son los ingresos para periodos con buen caudal y buen porcentaje de utilización, pero así mismo se corre un mayor riesgo para los periodos de sequía, por lo que si bien la PCH de 10MW registra mayores valores de VPN debido a su mayor capacidad también es la PCH que presenta mayores riesgos involucrados. Analizando el percentil 5 (se observa en la tabla Tabla 10.21 de percentiles) a un nivel de confianza del 95% para ambas plantas, el indicador de riesgo VaR arroja un mayor valor para la PCH de 10 MW lo que indica que a este nivel de confianza y a pesar de los mayores riesgos que esta PCH puede involucrar retorna siempre una ganancia mínima a su vez mayor que la que puede retornar la PCH de 5 MW a ese mismo nivel de confianza. Ahora analizando los valores de la cola de la distribución, a través del indicador de riesgo CVaR, para este caso se tiene un CVaR para la PCH de 5MW menor al que presenta la PCH de 10 MW; lo que nuevamente reitera el hecho de que a pesar de que es la PCH de 10 MW la que involucra mayor riesgo, por lo que puede contener valores menores de ganancia o valores mayores de pérdida de todas maneras representa la mejor opción en lo que concierne a retornos de VPN.

Tabla de valores de acuerdo a cada percentil de la distribución

Tabla 10.21 Percentiles PCH 5MW vs PCH 10MW

	PCH 5 MW	PCH 10 MW
1%	\$ 1.140.324,72	\$ 2.879.670,33
5%	\$ 1.671.464,82	\$ 3.542.042,19
10%	\$ 1.935.590,41	\$ 4.001.489,67
15%	\$ 2.087.553,04	\$ 4.297.404,91
20%	\$ 2.292.169,01	\$ 4.550.852,46
25%	\$ 2.404.332,12	\$ 4.809.871,63
30%	\$ 2.509.871,12	\$ 5.002.434,40
35%	\$ 2.616.847,40	\$ 5.183.642,46
40%	\$ 2.724.238,76	\$ 5.322.171,07
45%	\$ 2.820.066,01	\$ 5.482.051,70
50%	\$ 2.915.971,96	\$ 5.642.512,95
55%	\$ 3.025.763,91	\$ 5.837.922,02
60%	\$ 3.107.875,02	\$ 5.993.256,01
65%	\$ 3.195.181,89	\$ 6.101.838,86
70%	\$ 3.292.537,84	\$ 6.277.284,07
75%	\$ 3.410.837,07	\$ 6.464.190,63
80%	\$ 3.514.016,47	\$ 6.668.036,57
85%	\$ 3.675.229,77	\$ 6.907.704,22
90%	\$ 3.879.169,19	\$ 7.223.973,78
95%	\$ 4.245.725,55	\$ 7.643.287,36
99%	\$ 4.802.217,22	\$ 8.308.440,70

Fuente: Generado por los autores empleando el software @Risk

10.3 OPCIONES REALES

Con el propósito de ampliar el análisis fruto del modelo de valoración determinístico y la simulación de Montecarlo, se realizó una revisión inicial bibliográfica de las opciones reales, con el fin de identificar qué tipo de opción real es empleada para el análisis financiero en el sector eléctrico y en especial para las PCH. Dentro de esta revisión de destacan los siguientes artículos:

Martínez Ceseña, Mutale, & Rivas-Dávalos, 2013, presentan una revisión detallada de la aplicación de la teoría de opciones reales a los proyectos de generación eléctrica y especialmente a los de generación a partir de fuentes renovables específicamente hidroeléctricos, eólicos y fotovoltaicos. Se destaca el uso de las opciones en el diseño de proyectos (Martínez Ceseña, Mutale, & Rivas-Dávalos, 2013).

(Monjas-Barroso & Balibrea-Iniesta, 2013) realizan una valoración de una planta eólica en tres países Dinamarca, Finlandia y Portugal, identificando las opciones reales y su impacto en el VPN expandido (incluyendo el valor de la opción). Utilizando el método de simulación Monte Carlo y el método Binomial para la valoración este artículo brinda además una revisión de la literatura en la importancia de las opciones reales en la valoración de inversiones en general y en inversiones centradas en la generación de energía. Resaltan los autores que para los tres países donde se realiza la valoración las opciones reales surgen asociadas con la regulación, reflejando los efectos de los límites establecidos en el marco regulatorio (en producción o en precio) sobre el valor del proyecto.

Un inversor en plantas hidroeléctricas enfrenta decisiones cruciales dado que su inversión es irreversible, una vez la planta ha sido construida tiene poco o ningún uso alternativo y en realidad es un costo irrecuperable (Knutsen, Poulsen, & Holand, 2010). Es por eso que el inversor debe considerar dos aspectos importantes, estos son la capacidad elegida para la planta y el momento de la inversión. (Elverhøi et al., 2010) y en torno a estas decisiones giran las publicaciones revisadas.

En el artículo titulado “Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects” los autores presentan un modelo para valorar PCH, sujeto a la incertidumbre en el precio de la energía, encontrando un precio de energía límite, sólo cuando el precio de energía supere ese límite será óptimo invertir. Lo que indica que evalúan la opción real de diferir, al considerar la posibilidad de posponer la decisión de invertir y el único factor estocástico afectando el valor de la inversión es el precio de la electricidad en el largo plazo, variable que en este artículo se rige por el movimiento browniano geométrico (Bøckman et al., 2008).

Esta opción de posponer la inversión se ve reflejada en el artículo “Uncertain Policy Decisions and Investment Timing: Evidence from Small Hydropower Plants” donde los autores evalúan los datos de 214 licencias para construir PCHs en Noruega, entre los años 2001 a 2010, encontrando que los inversionistas que poseen un portafolio de licencias actúan de acuerdo con los lineamientos de las opciones reales, mientras que los inversionistas dueños de una sola licencia actúan acorde con el tradicional método del valor presente neto, concentrándose en el valor inmediato de la inversión (Heggedal et al., 2011). Estas licencias de construcción son evaluadas con un periodo de ejercicio de 10 años.

Dentro de las incertidumbres analizadas para este tipo de proyectos hidroeléctricos, se encuentran por su inherente dependencia los factores y políticas climáticas. Políticas como impuestos para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y subsidios para estimular la inversión en energía renovable, Yang, Blyth, Bradley, Bunn, Clarke, and Wilson (2008), representan el impacto de estos cambios en la política climática por un salto en el precio (hacia arriba o hacia abajo) de un dato en el futuro del valor del CER. (Yang et al., 2008)

Finalmente dentro de los artículos con uso de opciones reales específicamente en PCHs se encuentra; Boomsma, Meade, and Fleten (2012) que consideran fuentes relevantes de incertidumbre bajo dos planes de apoyo a la generación de energía renovable, siendo estos, un sistema de primas y certificados de

energía renovable, o de reducción de emisiones y la incertidumbre con respecto a los cambios en estos planes de apoyo. Encontrando que el sistema de primas estimula la inversión de manera más temprana que los certificados, los cuales una vez la inversión se ha realizado crean incentivos para proyectos más grandes (Boomsma, Meade, & Fleten, 2012).

Knutsen y Holand., 2010, desarrollan un trabajo de grado enfocado en las estrategias de inversión para una PCH, determinando el VPN y el valor de las opciones reales como base del diseño de las estrategias de inversión, estableciendo en el modelo planteado la volatilidad, la tasa de interés libre de riesgo, los costos de inversión y el costo marginal (Knutsen et al., 2010).

Detert & Kotani, 2013 evalúan la decisión óptima para invertir en fuentes alternativas bajo situaciones de incertidumbre usando el enfoque de opciones reales en Mongolia. Destacan los autores que esta valoración debe realizarse desde un enfoque de tiempo discreto y no continuo como predomina en la literatura, con el fin de aproximarse de manera apropiada al ambiente de toma de decisiones, donde las decisiones de inversión en infraestructura tienden a ser actualizadas en forma anual. Los autores además plantean dentro de la estrategia óptima de inversión un precio del carbón por encima del cual la inversión en fuentes renovables debería realizarse. Para la modelación del precio del carbón emplean el Movimiento Browniano Geométrico y el proceso de Reversión Geométrica a la Media, para comparar ambos métodos considerando que para los minerales y otros commodities su precio tiende a regresar a la media, y dado la dificultad que implica la comparación en el largo plazo, el resultado no es concluyente dado que cada método tiene una naturaleza diferente para aproximarse a la evolución de los precios. Para determinar el VPN esperado se utiliza la simulación de Monte Carlo. (Detert & Kotani, 2013)

La valoración de fuentes renovables de energía, por las características propias del sector presenta variaciones propias del marco regulatorio y de la matriz energética de cada nación y así se evidencia en la literatura revisada, que justifica además a partir de esta dependencia de políticas climáticas y de

estado la necesidad de realizar la valoración desde el enfoque de opciones reales para incluir la flexibilidad y adaptabilidad a cambios en el mercado. (Alonso-Tristán, González-Peña, Díez-Mediavilla, Rodríguez-Amigo, & García-Calderón, 2011; Detert & Kotani, 2013; Ohunakin, Ojolo, & Ajayi, 2011; Purohit, 2008; Venetsanos, Angelopoulou, & Tsoutsos, 2002; Zanjani Nasab, 2012).

De esta revisión de la bibliografía mencionada anteriormente permite obtener las siguientes conclusiones.

Las opciones reales son empleadas en el sector eléctrico con un énfasis especial en la fase de planeación por las características técnicas del sector, con el fin de definir el momento óptimo de inversión y en la fase de diseño del proyecto para valorar una opción de expansión.

La revisión de estas opciones encontradas detalla que para las PCH por sus características técnicas, con componentes hechos en su mayoría a la medida de cada proyecto y sujeto a las condiciones hidrológicas de cada cuenca, hacen que la opción de mantener una opción de expansión no sea viable porque llevaría a una fuerte inversión adicional para lograr esta estructura que si las condiciones hidrológicas lo permiten no valdría la pena no utilizar¹⁸, es decir una selección óptima del tamaño de planta descarta esta opción de expansión o contracción.

Por lo cual para las PCH, la única opción identificada corresponde a la opción de diferir, condicionada como se subraya en varios de los artículos por el marco regulatorio de cada nación, que determinara el surgimiento y valor de una opción real. Así por ejemplo en Brasil, la estructura del mercado eléctrico permite a los inversionistas una vez obtenida la licencia para la construcción de la PCH, transar comercialmente este permiso, tal es el caso que para el año 2009, 166 PCH autorizadas entre 1998 y 2008, con un potencial de generación de 2,43GW, no han iniciado su construcción, ocasionado por el intento de pequeños empresarios de obtener el mayor número de permisos de construcción posible por su valor en sí mismo de este permiso, generando para el inversionista un nuevo análisis en el uso de la opción real de diferir, dado

¹⁸ R. Ortiz, Dir. Programa ingeniería eléctrica, Univalle. Comunicación personal, abril 2013

que puede esperar un momento donde el precio del permiso tenga un mayor valor condicionado por el inventario de permisos disponibles en el mercado ó según el precio de la energía realizar el mismo la construcción de la PCH (Monteiro & Accioly Fonseca, 2009).

Sin embargo para Colombia el manejo de las licencias ambientales condiciona la aplicabilidad de la opción real de diferir, dado que no existe un mercado de licencias como tal y una vez se le otorga no es transferible y su derecho a ejercer este permiso no es indefinido¹⁹, lo que dejaría un corto periodo de margen para considerar una opción de espera, lo que lleva a concluir descartar la valoración de dicha opción (Monjas-Barroso & Balibrea-Iniesta, 2013).

¹⁹ H. Chaquea, Director Proyecto Amaime, Comunicación personal, 27 febrero 2012

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El precio de energía modelado por el movimiento browniano geométrico, presenta un comportamiento ajustado a la realidad, por mantener los precios de los contratos una estabilidad según los datos históricos disponibles, con un crecimiento que en el largo plazo es acertadamente modelado, sin embargo el comportamiento del precio spot en el mercado eléctrico colombiano presenta un comportamiento errático de difícil pronóstico en el largo plazo, presentando por ejemplo para mayo de 2012 el mismo precio spot que se presentaba para octubre del año 2000. Por lo tanto al ser las pequeñas centrales negociadas por fuera del Mercado de Energía Mayorista y no al precio spot, mitiga sustancialmente el riesgo de inversión en este tipo de proyectos.
- La generación de escenarios de inversión para el análisis determinístico evidencia un notable impacto en la rentabilidad del proyecto, en la medida en que varíen los costos de inversión el proyecto puede incluso tener un VPN negativo. Es sin embargo cada proyecto un escenario único de inversión de difícil predicción y sólo elementos como la curva de experiencia permitirán al inversionista estimar con mayor precisión los costos asociados.
- Para los tres casos de PCH simulados se observa que siempre el análisis correlacionado que involucra dos variables de entrada como son el Precio de la energía y el factor de carga vs el análisis independiente tiene mayor impacto sobre el retorno del proyecto, esto primero por la influencia de otra variable y segundo debido a que esta otra variable que es el factor de carga es la de mayor impacto sobre el estudio.
- La variable de mayor impacto para los tres escenarios de PCH simulados resultó ser siempre el factor de carga, así cambios en este porcentaje de utilización arrojan variaciones significativas en el rendimiento del proyecto, desde menores ganancias a incluso pérdidas.
- En todos los escenarios de análisis probabilísticos para las PCH de 5 y 10 MW los indicadores de rentabilidad como el VPN y TIR dieron positivos y

mayores que la TMR, lo cual sugiere la viabilidad de este tipo de proyectos, siendo muy atractivos para la toma de decisión por parte del inversionista.

- La PCH de 20MW correspondiente al caso estudio fue la única que arrojó valores de VPN negativos, siendo su Probabilidad de éxito 0.3% y $TIR < TMR$. Esto debido a la fuerte influencia del factor de carga sobre las variables de salida, el cual su utilización fue de menos del 50%. De aquí se puede inferir respecto a la media de los factores de carga de las otras PCH que este menor valor se debe al reciente tiempo de operación que tiene la PCH de Amaime en el mercado, por lo que aún no se ha estabilizado en ese corto tiempo y es afectado aún más por los factores climatológicos recientes. Son por lo tanto las condiciones climáticas e hidrológicas trascendentales para la valoración de este tipo de proyectos, con el fin de estimar un comportamiento en el largo plazo del factor de carga y a su vez de la rentabilidad del proyecto. Esto ratifica nuevamente la fuerte influencia que tiene esta variable sobre el modelo. Así, entre valores mayores para este factor, como el 70%, existen valores positivos del VPN aumentando la probabilidad de éxito.
- Debido a la variabilidad tan grande que existe en el precio de los bonos de carbono, esta variable se analizó determinísticamente bajo unas franjas de precios posibles a tomar dentro de un rango determinado, ya que no sería confiable ajustar una función de distribución probabilística cuando los picos en los precios varían de 0 a 30 USD/CER. Actualmente los resultados obtenidos muestran evidentemente que a medida que aumenta este precio pues así mismo los ingresos por la venta de estos certificados son mayores, lo cual resulta ser muy atractivo pero hablando en términos de hoy el precio de estos bonos tiende a cero, por lo que en este caso no resulta ser una variable determinante dentro de los ingresos del proyecto, sin embargo hay que considerar su importancia en el caso de un aumento en estos precios, ya que hay una disminución notable de las ganancias que se puedan obtener, cuando estos bonos tienen un valor máximo de 30 USD/CER y cuando por ejemplo no tienen valor alguno.

- Durante la construcción del modelo de valoración, al agregar los ingresos por la venta de Certificados de Reducción de Emisiones, se evidenció su tendencia a cero (0) en el largo plazo bajo cualquier herramienta de modelación, lo que brinda una primera conclusión de la deficiencia tanto del compromiso de las naciones con la cantidad de toneladas de emisiones reducidas, como en el método de valoración de estos certificados para promover los proyectos de desarrollo sostenible. La dependencia del precio por tonelada de carbono a factores políticos hace necesario incluir para la modelación en el largo plazo escenarios donde sean significativos los ingresos por la venta de certificados, fruto de modificaciones en las políticas de las naciones que aumenten el compromiso de cada país con la reducción de emisiones, o que reestructuren el medio para la fijación de precios de estos certificados. Escenario que se presume en el largo plazo debe ser una realidad tanto por que se evidencia que el actual mecanismo por sus bajos precios no es un mecanismo de promoción financiero para el desarrollo de proyectos sostenibles y porque en el largo plazo serán mayores las consecuencias de las emisiones de dióxido de carbono en el diario de vivir de la humanidad.
- Haciendo un análisis comparable entre la PCH de 5 MW y la PCH de 10 MW por su similitud en los resultados y por ser ambas proyectos económicamente viables se observó que la PCH de 10 MW retorna valores de VPN mayores a los que ofrece la PCH de 5 MW, esto naturalmente por el tamaño y la capacidad que tiene la PCH de 10 MW, que a su vez en determinado momento puede también arrojar valores de VPN menores, debido a los mayores riesgos a los que está expuesta por ser más grande; en el caso del factor de utilización en épocas de sequía que puede llegar a disminuir drásticamente. Por lo que si bien la PCH de 10MW registra mayores valores de VPN debido a su mayor capacidad también es la PCH que incorpora mayores riesgos. Ahora analizando el valor de riesgo VaR para ambas plantas al mismo nivel de confianza se observa que a pesar de los mayores riesgos que la PCH de 10MW puede involucrar retorna siempre una ganancia mínima a su vez mayor que la que puede retornar la PCH de 5

MW y analizando los valores de la cola de la distribución, a través del indicador de riesgo CVaR, para este caso se tiene un CVaR para la PCH de 5MW menor al que presenta la PCH de 10 MW; lo que nuevamente reitera el hecho de que a pesar de que es la PCH de 10 MW la que involucra mayor riesgo, por lo que puede contener valores menores de ganancia o valores mayores de pérdida de todas maneras representa la mejor opción en lo que concierne a retornos de VPN.

- En la revisión de la literatura se identificó para las pequeñas centrales hidroeléctricas el uso de la opción real de diferir y su uso correcto desde un enfoque de tiempo discreto, para valorar la opción de esperar mejores condiciones, específicamente del precio de la energía, e incluso se emplea esta opción para valorar transar el permiso de construcción como tal en algunos países.
- Cuando el marco regulatorio de la licencia para construcción lo permite, los inversionistas que poseen un portafolio de licencias actúan de acuerdo con los lineamientos de las opciones reales, mientras que los inversionistas dueños de una sola licencia actúan acorde con el tradicional método del valor presente neto, concentrándose en el valor inmediato de la inversión, método que durante la revisión en la literatura evidencio múltiples falencias, para brindar al inversionista herramientas acertadas para la toma de decisiones y que deben ser complementadas por análisis probabilísticos y robustos análisis de riesgos que brinden un panorama amplio del comportamiento de las variables de inversión e ingresos, considerando los riesgos involucrados.
- Se destaca la conclusión de (Boomsma, Meade, & Fleten, 2012) que evidencia que el sistema de primas, es decir, incentivos del gobierno estimulan la inversión de manera más temprana y eficiente que los CER más aún por el comportamiento en el precio de estos certificados.
- Las opciones reales surgen asociadas con la regulación de cada nación y por lo tanto la flexibilidad del marco regulatorio de cada país puede incrementar, disminuir, o descartar el valor de la opción real. Lo que llevó específicamente a concluir que para las PCH en Colombia descartar la

valoración de la opción de diferir por las restricciones de las licencias ambientales.

- Son por lo tanto las fuentes renovables de energía un elemento fundamental en la actualidad para impulsar la generación energética, ayudando con esto al desarrollo sostenible. Las PCH en particular resultan muy atractivas para Colombia, teniendo en cuenta que somos en nuestra gran mayoría hídricos, siendo el cuarto país en el mundo con mayores recursos de este tipo. De igual manera son la mejor alternativa en el país para abastecer zonas no interconectadas al sistema y su mayor uso contribuirá a reducir las emisiones de CO₂, mitigando el calentamiento global, lo que direcciona a las PCH como un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), un instrumento basado en el mercado de reducción de emisiones, que generen Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Futuras investigaciones podrían encaminarse a considerar los siguientes aspectos:

- En el caso de tener un mercado de licencias activo, incluir en el modelo la valoración de la opción real de diferir.
- Incluir análisis probabilístico sobre los costos de inversión de este tipo de proyectos, ya que pueden llegar a fluctuar drásticamente dependiendo de las condiciones de emplazamiento de las PCH.
- Considerar nuevas teorías para el cálculo del WACC que se adapten correctamente al mercado colombiano y no a mercados eficientes como el de EE.UU.

12. BIBLIOGRAFÍA

- Abadie, L. M., & Chamorro, J. M. (2009). Monte Carlo valuation of natural gas investments. *Review of Financial Economics*, 18(1), 10–22. doi:10.1016/j.rfe.2008.10.002
- Alonso-Tristán, C., González-Peña, D., Díez-Mediavilla, M., Rodríguez-Amigo, M., & García-Calderón, T. (2011). Small hydropower plants in Spain: A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2729–2735. doi:10.1016/j.rser.2011.03.029
- Anagnostopoulos, J. S., & Papantonis, D. E. (2007). Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. *Energy Conversion and Management*, 48(10), 2663–2670. doi:10.1016/j.enconman.2007.04.016
- Arango, S., & Larsen, E. R. (2010). The environmental paradox in generation: How South America is gradually becoming more dependent on thermal generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 2956–2965. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002297>
- Arias, J., & Agudelo, C. (2011). *Formulación de un modelo de opt. de portafolio ajustado por nivel de riesgo para generadores termicos en Colombia*. Universidad del Valle.
- Arriagada, J. (2001). *Aplicación de instrumentos financieros en el sector eléctrico*. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Blyth, W., Bunn, D., Kettunen, J., & Wilson, T. (2009). Policy interactions, risk and price formation in carbon markets. *Energy Policy*, 37(12), 5192–5207. doi:10.1016/j.enpol.2009.07.042
- 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. doi:10.1016/j.ejor.2007.05.044
- Boomsma, T. K., Meade, N., & Fleten, S.-E. (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research*, 220(1), 225–237. doi:10.1016/j.ejor.2012.01.017
- Casey, C. (2001). Corporate valuation, capital structure and risk management: A stochastic DCF approach. *European Journal of Operational Research*, 135(2), 311–325. doi:10.1016/S0377-2217(01)00043-1

- Conejo, A. J., Carrión, M., & Morales, J. M. (2010). *Decision making under uncertainty in electricity markets*. (F. Hillier, Ed.). Springer Science + Business Media. doi:10.1007/978-1-4419-7421-1
- Conejo, Antonio J., Carrión Miguel, Morales, J. M. (2010). *Series Editor* :
- Consorcio Energético CORPOEMA. (2010a). FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FNCE. VOL 1, 1(Plan de desarrollo para las FNCE en Colombia).
- Consorcio Energético CORPOEMA. (2010b). Formulación de un plan de desarrollo para las FNCE en Colombia. Vol 3, 3(Elementos de política, riesgos ante el cambio climático, complementariedad entre las FNCE y el SIN, y costos indicativos de las FNCE).
- Consorcio Energético CORPOEMA. (2010c). FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FNCE. VOL 2, 2(Diagnóstico de las FNCE en Colombia).
- Demetriades, G. M. (2000). The use of induction generators for small-scale hydroelectric schemes in remote areas. *2000 10th Mediterranean Electrotechnical Conference. Information Technology and Electrotechnology for the Mediterranean Countries. Proceedings. MeleCon 2000 (Cat. No.00CH37099)*, 3. doi:10.1109/MELCON.2000.879716
- Detert, N., & Kotani, K. (2013). Real options approach to renewable energy investments in Mongolia. *Energy Policy*, 56, 136–150. doi:10.1016/j.enpol.2012.12.003
- Elverhøi, M., Fleten, S., Fuss, S., Marte, A., & Szolgayova, J. (2010). Evaluation of hydropower upgrade projects - a real options approach, 1–22.
- EPSA. (2007). Informe de Gestión.
- Ernesto, L., Castro, M., Fernando, M., Olano, M., R, L. C. R., & L, H. J. Z. (2006). *Energías renovables: Descripción, tecnologías y usos finales* (p. 45). UPME.
- Fernando, J., & Mahecha, A. (2011). *Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2011-2025*.
- Fleten, S., Maribu, K., & Wangensteen, I. (2007). Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty. *Energy*, 32(5), 803–815. doi:10.1016/j.energy.2006.04.015
- Franco Arbelaez, L., & Ceballos, F. L. (2005). El valor en riesgo condicional CVaR como medida coherente de riesgo.

- GARP. (2009). *Foundations of Energy Risk Management: an overview of the energy sector and its physical and financial markets*. John Wiley & Sons, Inc.
- Graham, J. R., & Harvey, C. R. (2001). The theory and practice of corporate Finance : evidence from the field. *Journal of Financial Economics*, 60.
- Heggedal, A. M., Linnerud, K., & Fleten, S.-E. (2011). Uncertain Policy Decisions and Investment Timing: Evidence from Small Hydropower Plants. *SSRN Electronic Journal*, 1–32. doi:10.2139/ssrn.1987701
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc.
- IDEAM. (2011). Estudio Nacional del Agua. Bogotá, Colombia.
- IEA. (2011a). Energy for all, 52. Retrieved from www.iea.org
- IEA. (2011b). *CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights* (p. 124). OECD Publishing. doi:10.1787/co2-table-2011-1-en
- IEA. (2011c). *Renewable Information - IEA Statistics* (p. 498).
- INEA. (1997). Guía de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas.
- International Energy Agency. (2013). Redrawing the energy-climate map. Retrieved from www.iea.org
- Joode, J. De, & Boots, M. G. (2005). CONCEPTS OF INVESTMENT RISKS AND STRATEGIES IN ELECTRICITY GENERATION, (June).
- Jun, E., Joon Kim, W., Hoon Jeong, Y., & Heung Chang, S. (2010). Measuring the social value of nuclear energy using contingent valuation methodology. *Energy Policy*, 38(3), 1470–1476. doi:10.1016/j.enpol.2009.11.028
- Knutsen, L. H., Poulsen, T., & Holand, R. (2010). *Investment Strategy for Small Hydropower Generation Plants in Norway*. Copenhagen Business School.
- Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D., & Company, M. &. (2010). *Valuation, Measuring and managing the value of companies*. (John Wiley & Sons Inc, Ed.) (Fifth Editi.). John Wiley & Sons, Inc. Retrieved from www.wiley.com.
- Koundouri, P., Kountouris, Y., & Remoundou, K. (2009). Valuing a wind farm construction: A contingent valuation study in Greece. *Energy Policy*, 37(5), 1939–1944. doi:10.1016/j.enpol.2009.01.036
- Liu, M., & Wu, F. F. (2006). Managing Price Risk in a Multimarket Environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1512–1519. doi:10.1109/TPWRS.2006.882455

- Liu, Min. (2004). Energy allocation with risk management in electricity markets.
- López Ossa, D. F. (2012). *Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico*. Universidad Nacional de Colombia.
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. (2002a). Electricity Prices and Power Derivatives : Evidence from the Nordic Power Exchange.
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002b). Electricity prices and power derivatives : Evidence from the Nordic Power Exchange . *Review of Derivatives Research*, 5(1), 5–50. doi:10.1023/A:1013846631785
- Martínez, A. (2005). Toda Colombia es mi pasión. Retrieved from www.todacolombia.com
- Martínez Ceseña, E. a., Mutale, J., & Rivas-Dávalos, F. (2013). Real options theory applied to electricity generation projects: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 573–581. doi:10.1016/j.rser.2012.11.059
- Meisen, P., & Krumpel, S. (2009). Renewable Energy Potential of Latin America. *Global Energy Network Institute*, (619).
- Melo, L., & Becerra, O. (2005). *Medidas de riesgo, características y técnicas de medición: una aplicación del VaR y el ES a la tasa interbancaria de Colombia*.
- Menegaki, A. (2008). Valuation for renewable energy: A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9), 2422–2437. doi:10.1016/j.rser.2007.06.003
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2011). Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- Mishra, S., Singal, S. K., & Khatod, D. K. (2011). Optimal installation of small hydropower plant—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3862–3869. doi:10.1016/j.rser.2011.07.008
- Monjas-Barroso, M., & Balibrea-Iniesta, J. (2013). Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. *Energy Policy*, 55, 335–352. doi:10.1016/j.enpol.2012.12.019
- Monteiro, L., & Accioly Fonseca, A. M. (2009). Applying real options theory to the valuation of small hydropower plants, 347–369.
- Müller, S., Brown, A., & Ölz, S. (2011). *Renewable Energy, Policy considerations for deploying renewables*. IEA.

- Navas, D., Lozano, C., & Manotas, D. (2011). *Riesgos Financieros en mercados de electricidad*. Editorial Académica Española.
- NOUNI, M., KANDPAL, T., & MULLICK, S. (2008). Providing electricity access to remote areas in India: An approach towards identifying potential areas for decentralized electricity supply. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:10.1016/j.rser.2007.01.008
- Ochoa Rubio, T. (2002). *Centrales Hidroeléctricas*. Mc Graw Hill.
- Ohunakin, O. S., Ojolo, S. J., & Ajayi, O. O. (2011). Small hydropower (SHP) development in Nigeria: An assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2006–2013. doi:10.1016/j.rser.2011.01.003
- Ortiz, R. (2001). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Mc Graw Hill.
- Pilopovic, D. (2007). *Energy risk valuing and managing energy derivatives*. 2007 (Second.).
- Purohit, P. (2008). Small hydro power projects under clean development mechanism in India: A preliminary assessment. *Energy Policy*, 36(6), 2000–2015. doi:10.1016/j.enpol.2008.02.008
- Rode, D. C., Dean, S. R., & Fischbeck, P. S. (2001). Monte Carlo Methods for Appraisal and Valuation: A Case Study of a Nuclear Power Plant. *Journal of Structured and Project Finance*, 38–48.
- Roques, F. A., Nuttall, W. J., & Newbery, D. M. (2006). Using Probabilistic Analysis to Value Power Generation Investments under Uncertainty.
- Santa Maria, M. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores. *FEDESARROLLO*.
- SARIEV, IMANGAZI NEVENCHANNY, Y. (2006). *Micro-hydro power station in the mountain village of jorf: A pre-feasibility study report*. Tajikistan.
- Schwartz, E. S. (1998). Valuing long-term commodity assets. *Financial Management*, 27(1), 57–66. Retrieved from <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0032395056&partnerID=40&md5=a9a5230e704bfaf1566bed346dc12d76>
- Schwartz, E., & Smith, J. E. (2000). Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. *Management Science*, 46(7), 893–911. Retrieved from <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0034229554&partnerID=40&md5=6b0c950f6c82c03584c31d2987f4f175>

- Spinney, P. J., & Watkins, G. C. (1996). Monte Carlo simulation techniques and electric utility resource decisions. *Energy Policy*, 24(2), 155–163. doi:10.1016/0301-4215(95)00094-1
- Unión temporal Universidad Nacional - Fundación Bariloche Política Energética. (2010). *PEN 2010 - 2030, Informe Final* (pp. 1–253). UPME.
- UPME. (2004). Una visión del mercado eléctrico colombiano.
- UPME. (2005). Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia.
- UPME. (2009). Plan de Expansión de Referencia 2009 - 2023 - Generación y Transmisión.
- UPME. (2011). Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima.
- 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. doi:10.1016/S0301-4215(01)00096-9
- Weber, C. (2009). *Uncertainty in the electric power industry, methods and models for decision support*. Springer.
- Weron, R. (2006). *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices* (p. 195). John Wiley & Sons, Inc. Retrieved from www.wiley.com/finance
- XM. (2013). Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. Retrieved from <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., & Wilson, T. (2008). Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Economics*, 30(4), 1933–1950. doi:10.1016/j.eneco.2007.06.004
- Zanjani Nasab, A. P. (2012). Financial Analysis of Small-Hydro Power Project in Malaysia from the Investor Perspective. *IACSIT Press*, 33, 149–153.

ANEXOS

Tabla A.1 Datos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

PLANTA	Capacidad Efectiva (MW)	TIPO	UBICACIÓN (1), (2)	OPERADOR
AGUA FRESCA	7.29	H	JERICO,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
ALTO TULUA	19.90	H	TULUA, VALLE	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
AMAIME	19.90	H	PALMIRA, VALLE	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
AMALFI	0.81	H	AMALFI,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
AMERICA	0.41	H	MEDELLIN,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
ASNAZU	0.45	H	SUAREZ,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
AYURA	18.00	H	ENVIGADO,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

BARROSO	19.90	H	SALGAR, ANT	LA CASCADA S.A.S E.S.P.
BAYONA	0.60	H	BOHEMIA, QUI	EMPRESA MULTIPROPOSITO O DE CALARCÁ S.A. E.S.P.
BELLO	0.35	H	BELLO, ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
BELMONTE	3.40	H	PEREIRA, RIS	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A E.S.P
CALDERAS	19.90	H	SAN CARLOS, ANT	ISAGEN S.A. E.S.P.
CAMPESTRE (CALARCA)	0.70	H	BOHEMIA, QUI	EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCÁ S.A. E.S.P.
CAMPESTRE (EPM)	0.87	H	MEDELLIN, ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
CARACOLI	2.60	H	CARACOLI, ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
CARUQUIA	9.50	H	SANTA ROSA DE OSOS, ANT	PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.

CASCADA	3.00	H	BUCARAMANGA, SAN	ELECTRIFICADO RA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
CEMENTOS DEL NARE	4.50	H	PTO NARE (LA MAG),ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
CHARQUITO	19.40	H	SOACHA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
CIMARRON	19.90	G	YOPAL,CAS	CENTRAL TERMOELÉCTRI CA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.
COCONUCO	4.50	H	POPAYAN,CAU	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.
CURRUCUCUES	1.25	H	ROVIRA,TOL	ENERMONT S.A . E.S.P
EL BOSQUE	2.28	H	ARMENIA,QUI	ENERGÍA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A E.S.P.
EL LIMONAR	18.00	H	SAN ANTONIO DE TENA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
EL MORRO I	19.90	G	YOPAL,CAS	CENTRAL TERMOELÉCTRI CA EL MORRO 1

				S.A. E.S.P.
EL MORRO II	19.90	G	YOPAL,CAS	CENTRAL TERMOELÉCTRI CA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.
FLORIDA	19.90	H	POPAYAN,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
GUACAICA	0.90	H	NEIRA,CAL	CENTRAL HIDROELÉCTRIC A DE CALDAS S.A. E.S.P.
GUANAQUITAS	9.50	H	SANTA ROSA DE OSOS,ANT	PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.
HIDROMONTAÑI TAS	19.90	H	DON MATIAS, ANT	CELSIA S.A E.S.P
INSULA	19.00	H	CHINCHINA,CAL	CENTRAL HIDROELÉCTRIC A DE CALDAS S.A. E.S.P.
INTERMEDIA	1.00	H	MANIZALES,CAL	CENTRAL HIDROELÉCTRIC A DE CALDAS S.A. E.S.P.
INZA	0.75	H	INZA,CAU	COMPAÑÍA DE

				GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
IQUIRA I	4.32	H	IQUIRA,HUI	ELECTRIFICADO RA DEL HUILA S.A. E.S.P.
IQUIRA II	5.40	H	IQUIRA,HUI	ELECTRIFICADO RA DEL HUILA S.A. E.S.P.
JEPIRACHI	18.42	E	URIBIA,GUA	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
JULIO BRAVO	1.50	H	PASTO,NAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
LA CASCADA - ABEJORRAL	0.45	H	ABEJORRAL,ANT	ENERVÍA S.A. E.S.P.
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	2.30	H	SAN ROQUE,ANT	PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.
LA HERRADURA	19.80	H	CANASGORDAS, ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
LA JUNCA	19.40	H	LA MESA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
LA PITA	1.42	H	GARZON,HUI	ELECTRIFICADORA DE HUILA S.A. E.S.P.

LA TINTA	19.40	H	LA MESA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
LA VUELTA	11.60	H	CANASGORDAS, ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
MANANTIALES	3.15	H	BELLO,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
MIROLINDO	2.40	H	IBAGUE,TOL	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
MONDOMO	0.75	H	SANTANDER DE Q.,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
MUNICIPAL	2.00	H	MANIZALES,CAL	CENTRAL HIDROELÉCTRIC A DE CALDAS S.A. E.S.P.
NIMA	6.70	H	CALI,VAL	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."
NIQUIA	19.00	H	BELLO,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
NUEVO LIBARE	5.10	H	DOS QUEBRADAS,RIS	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A

				E.S.P
NUTIBARA	0.75	H	MEDELLIN,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
OVEJAS	0.82	H	BUENOS AIRES,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
PAJARITO	4.90	H	YARUMAL,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
PALMAS SAN GIL	15.00	H	SAN GIL,SAN	ELECTRIFICADO RA DE SANTANDER S.A. E.S.P.
PASTALES	0.70	H	PASTALES,TOL	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
PATICO - LA CABRERA	1.48	H	POPAYAN,CAU	GENELEC LTDA. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS
PIEDRAS BLANCAS	5.00	H	MEDELLIN,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
PRADO IV	5.00	H	PRADO,TOL	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A.

				E.S.P. "EPSA E.S.P."
PUENTE GUILLERMO	1.00	H	PUENTE NACIONAL,SAN	ENERCO S.A. E.S.P.
REMEDIOS	0.75	H	REMEDIOS,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RIO ABAJO	0.90	H	SAN VICENTE,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RIO BOBO	4.00	H	SANTA ROSA,CAU	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
RIO CALI	1.80	H	CALI,VAL	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."
RIO FRIO I	1.69	H	RIOFRIO,VAL	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
RIO FRIO II	10.00	H	RIOFRIO,VAL	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
RIO INGENIO	0.18	H	SANDONA,NAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE

				NARIÑO S.A. E.S.P.
RIO MAYO	19.80	H	SAN PABLO,NAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
RIO PALO	1.44	H	CALOTO,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
RIO PIEDRAS	19.90	H	JERICO,ANT	CELSIA S.A E.S.P
RIO RECIO	0.30	H	LERIDA,TOL	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
RIO SAPUYES	1.65	H	TUQUERRES,NAR	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
RIOFRIO (TAMESIS)	1.20	H	TAMESIS,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RIOGRANDE I	19.00	H	DON MATIAS,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RIOGRANDE I (MENOR)	0.30	H	DON MATIAS,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
RIONEGRO	9.60	H	PUERTO	EMPRESA DE

			SALGAR,CUN	ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.
RUMOR	2.50	H	TULUA,VAL	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
SAJANDI	3.20	H	PATIA (EL BORDO),CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
SAN ANTONIO	19.40	H	SAN ANTONIO DE TENA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
SAN CANCIO	2.00	H	MANIZALES,CAL	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	0.47	H	SAN FRANCISCO, PUTU	GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.
SAN JOSE	0.38	H	PENSILVANIA,CAL	GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P
SAN JOSE DE LA MONTAÑA	0.40	H	S. JOSE LA MONTA,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
SANTA ANA	8.00	H	UBALA,CUN	EMGESA S.A E.S.P

SANTA RITA	1.30	H	ANDES,ANT	ENERCO S.A. E.S.P.
SANTIAGO	2.80	H	SANTO DOMINGO, ANT	GENERAMOS ENERGÍA S.A. E.S.P.
SILVIA	0.38	H	SILVIA,CAU	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
SONSON	18.50	H	SONSON,ANT	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
SUEVA 2	6.00	H	JUNIN,CUN	EMGESA S.A E.S.P
TEQUENDAMA	19.40	H	SAN ANTONIO DE TENA,CUN	EMGESA S.A E.S.P
TERMOYOPAL I	19.90	T	YOPAL,CAS	TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.
TPIEDRAS	3.75	T	PIEDRAS,TOL	TERMOTASAJER O S.A E.S.P
UNION	0.70	H	BOHEMIA,QUI	EMPRESA MULTIPROPOSIT O DE CALARCÁ S.A. E.S.P.
URRAO	1.03	H	URRAO,ANT	ENERVÍA S.A. E.S.P.
VENTANA A	2.50	H	CHICORAL,TOL	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN

				DEL CAUCA S.A. E.S.P.
VENTANA B	2.50	H	CHICORAL,TOL	COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.
TOTAL MENORES	693.54			

Fuente: XM Descripción del sistema eléctrico colombiano