



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del mercado regulado de bonos de carbono vs el mercado voluntario en proyectos hidroeléctricos en Colombia

Cristina Giraldo Quintero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Sistemas
Medellín, Colombia
2017

Evaluación del mercado regulado de bonos de carbono vs el mercado voluntario en proyectos hidroeléctricos en Colombia

Cristina Giraldo Quintero

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director (a):

Ph.D., MSc Juan David Velázquez Henao

Codirector (a):

Ph.D., MSc Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Línea de Investigación: Finanzas y Economía Ambiental

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Sistemas

Medellín, Colombia

2017

A mi madre por su dedicación y esfuerzo

Agradecimientos

Infinitas gracias a Dios por el impulso y la fortaleza en cada decisión tomada, por guiarme en este camino y por permitirme cada día alcanzar mis metas y culminar mis proyectos.

Gracias a mi familia por su apoyo incondicional y amoroso.

A Juan David Velásquez agradezco su paciencia, tiempo, confianza y orientación durante la elaboración de este trabajo.

Resumen

El presente trabajo describe de manera general del mercado de carbono y las diferencias que surgen entre el mercado regulado y el voluntario, contextualizando el proceso de evolución en el Mundo, América Latina y finalmente en Colombia. Esto con el fin de valorar el potencial que tiene el país en el mercado voluntario del carbono que se encuentra en proceso de surgimiento y para el cual se han promulgado recientemente Leyes que impulsan a la participación de los diferentes sectores en proyectos que permitan mitigar o reducir las descargas de Gases Efecto Invernadero, la cual, además de aportar en el alcance de los compromisos de reducción de GEI que Colombia estableció en el COP-21, pueden reflejar beneficios económicos y reconocimiento hacia la sostenibilidad los cuales reflejan competitividad y visibilidad.

Uno de los sectores en los cuales Colombia posee potencial para la obtención de Reducciones de Emisiones Verificadas – VER's es el mercado de las pequeñas centrales hidroeléctricas.- PCH

En este documento se presenta un estudio del caso en el cual se evalúa mediante una metodología avalada por el Verified Carbon Market las características a tener en cuenta para el proceso de validación de una PCH, presentando las tendencias existentes en las variables consideradas en el Análisis de Sensibilidad que permiten concluir acerca de la posibilidad de comercialización de estos bonos para capacidades entre los 2 MW y los 19,9 MW.

Palabras clave: Mercado del Carbono, Reducciones de Emisiones Verificadas, Mercado Voluntario del Carbono, Pequeña Central Hidroeléctrica, Gases de Efecto Invernadero

Abstract

This document describes the general mode of the carbon market and the differences that arise between the regulated and the voluntary market, contextualizing the process of evolution in the world, Latin America and finally in Colombia. This in order to assess the potential that the country has in the voluntary carbon market that is emerging and for which it was recently enacted Laws that encourage the participation of different sectors in projects that allow mitigation or reduction Greenhouse Effect Gas emissions, which, in addition to providing the scope of the GEG reduction commitments that Colombia is in COP-21, may reflect economic benefits and recognition towards the sustainability of those that are competitive competition and visibility.

One of the sectors in which Colombia has the potential to obtain Verified Emissions Reductions - VER is the market for small hydroelectric plants –SHP.

This document presents a case study in which it is evaluated using a methodology endorsed by the Verified Carbon Market. The characteristics to take into account for the validation process of a SHP, presenting the existing trends in the variables considered in the Sensitivity Analysis that allows concluding about the possibility of commercializing these bonds for capacities between 2 MW and 19, 9 MW.

Keywords: Carbon Market, Verified Emissions Reductions, Voluntary Carbon Market, Small Hydroelectric Plant, Greenhouse Effect Gases

Contenido

	Pág.
Resumen	VIII
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
1. Introducción	1
1.1 Preguntas de Investigación	4
1.1.1 Pregunta 1	4
1.1.2 Pregunta 2	4
1.1.3 Pregunta 3	4
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
2. La evolución del Mercado del Carbono y su futuro en Colombia	7
2.1 La Historia del Mercado del Carbono	7
2.1.1 Mercado Regulado	8
2.1.2 Fondo de Adaptación.....	9
2.1.3 Mercado Voluntario.....	11
2.1.4 Comparación entre el Mercado Regulado (MDL) y el Mercado Voluntario	14
2.2 El Mercado de Bonos de Carbono en Latinoamérica.....	16
2.3 El mercado de carbono en Colombia actual y futuro	18
2.3.1 Energía	21
2.3.2 Procesos Industriales y de Uso de Productos	21
2.3.3 Agricultura, Ganadería y otros usos de la tierra	21
2.3.4 Residuos.....	21
3. Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como proyectos emergentes en el Mercado Voluntario del Carbono	25
3.1 Información utilizada	26
3.2 Metodología empleada.....	26
3.3 Resultados	27
3.3.1 Escenario línea base	28
3.3.2 Adicionalidad	29
3.3.3 Cuantificación de reducción de emisiones de gei y remoción	41
3.3.4 Costos de venta de los bonos en el Mercado Voluntario.....	42

4. Conclusiones y recomendaciones	45
4.1 Preguntas de Investigación.....	45
4.1.1 Pregunta 1.....	45
4.1.2 Pregunta 2.....	46
4.1.3 Pregunta 3.....	46
4.2 Objetivos.....	47
4.2.1 Objetivo General	47
4.2.2 Objetivos Específicos	47
4.3 Recomendaciones	49
Bibliografía	51

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Variación de los precios de los CER y los EUA desde el 2008 hasta agosto del 2016.....	11
Figura 2-2: Variación de los precios de los VER desde el 2008 al 2015	13
Figura 2-3: Proyectos MDL en Latinoamérica por país	17
Figura 2-4: Participación en el Mercado Voluntario por país	18
Figura 2-5: Distribución proyectos registrados MDL por tipo de proyecto en Colombia	19
Figura 2-6: Evolución histórica de gases efecto invernadero en Colombia por grupo	22
Figura 2-7: Variación de las emisiones de cada uno de los grupos evaluados.....	23
Figura 3-1: Capacidad instalada vs Tasa Interna de Retorno (TIR)	35
Figura 3-2: Valor de obra civil y de equipos electromecánicos vs capacidad instalada	38

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Precios mercado voluntario para el 2015 de acuerdo al estándar de verificación	13
Tabla 2-2: Distribución de proyectos mundiales registrados como MDL	16
Tabla 3-1: Vista general de los eventos clave en el desarrollo del proyecto evaluado	29
Tabla 3-2: Información para el análisis de inversión y el endeudamiento.....	32
Tabla 3-3: Valores de entrada para el análisis de inversión	32
Tabla 3-4: Análisis de sensibilidad.....	36
Tabla 3-5: Plantas de energías en el mismo rango de capacidad (+/- 50%)	39
Tabla 3-6: Estimación de reducción de emisiones en periodo de acreditación del proyecto	42

1.Introducción

En el año 1998 la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) establecieron el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) con el objetivo de analizar la información técnica, científica, social y económica referente al cambio climático. De esta manera el IPCC realiza informes periódicos y documentos técnicos sobre el estado del cambio climático, de gran importancia para la toma de decisiones bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

El Protocolo de Kioto (PK), el cual fue acordado en 1997 durante la Tercera Conferencia de las Partes (COP-3) de la CMNUCC, y que entró en vigor en el 2005, introdujo en la sociedad una nueva preocupación acerca de la necesidad disminuir la cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y estableció tres mecanismos costo-efectivos para el denominado Mercado Regulado: el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), la Ejecución Conjunta (JI, siglas en inglés) y el Régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI de la Unión Europea (ETS, siglas en inglés) (Grisales D., 2013).

Las obligaciones reglamentadas por el PK no abarcan todos los sectores de la economía; pero a raíz del incremento de solicitudes por parte de organismos y/o individuos interesados en tomar parte en la disminución del cambio climático, se han desarrollado iniciativas innovadoras, cuyos mecanismos de funcionamiento imitan los principios de compensación que ha establecido el PK, lo que se conoce como el Mercado Voluntario (Pouillard, 2011).

A raíz de esto, diversos países y organismos a nivel mundial hacen esfuerzos y procuran trabajar coordinadamente en favor de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con miras a sortear las consecuencias del cambio climático, en primera instancia, sobre un escenario de aumento de la temperatura cuyo límite no supere los 2 °C y claramente, con miras a evitar los 4°C, o temperaturas superiores,

dada la incertidumbre que esto ocasionaría sobre el comportamiento (conocido) del clima y de los ecosistemas (Álvarez, Burgos, & Sierra, 2017).

En este contexto, Colombia no es la excepción, pues en el año 2015 presentó su contribución nacionalmente determinada en la COP-21, celebrada en la ciudad de París; donde se propuso una reducción del 20% de las emisiones de GEI para el año 2030 (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015), puesto que de no hacer nada, el costo económico futuro para el país podría ser igual al 0,49% de su PIB anual (Álvarez Espinosa, y otros, 2015), proyección que surge de un análisis de los costos económicos asociados al impacto del fenómeno de La Niña (escenario de referencia), ocurrido durante el periodo 2010-2011 que, a pesar de estar relacionado con un ciclo natural asociado a un fenómeno regional, ilustra un escenario extremo de alteración del clima y sus secuelas materiales (DNP-BID, 2014).

Los proyectos hidroeléctricos se encuentran dentro de las opciones de reducción de los GEI según la Academia Colombiana de Ciencias Exactas Físicas y Naturales. Aunque este tipo de iniciativas son muy frecuentes en países como Brasil, Chile y los países centroamericanos, en Colombia el número relativamente escaso de proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) contrasta con el amplio potencial hidroenergético disponible (Grisales D., 2013).

Además, existe un amplio potencial de estos proyectos en el mercado voluntario, y pese a que Colombia ya ha empezado a incursionar en él, los proyectos hidroeléctricos aun no aparecen en las listas, por lo menos aprobados.

Este tipo de mercados poseen una estructura menos burocrática que la de Naciones Unidas, además busca no sólo la reducción de GEI, sino la generación de beneficios colaterales de tipo social y ambiental, que pueden hacerlos más atractivos (Fernandez, Soares, Cardoso, Alvarez, & Silveira, 2015).

De lo anterior surge la inquietud de cuál es la mejor alternativa para el comercio de las reducciones de emisión para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's), teniendo en cuenta el cálculo de los posibles factores de reducción establecidas por los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) comparado con un Mercado Voluntario, además la valoración económica de las unidades de emisión en estos y los beneficios colaterales.

Como medida para contrarrestar los impactos sobre factores como el clima ocasionados por los cambios ambientales que se atribuyen al uso indiscriminado de recursos, principalmente fósiles y a los altos consumos de energía (Nejat, Jomehzadeh, Mahdi, & Gohari, 2015), se iniciaron en los años 90's manifestaciones del tema que llevaron al surgimiento de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático CMNUCC (Cardenas A., 2011) y posteriormente, al establecimiento de acuerdos de reducción de emisiones denominado Protocolo de Kyoto.

Este protocolo establece la reducción de Gases Efecto Invernadero (GEI) en un 5% con respecto a los niveles de emisiones de 1990, en el período entre el 2008 y el 2012 (Bredin & Muckley, 2011), mediante la aplicación de diferentes mecanismos.

Dentro de las acciones de mitigación, se encuentra la generación de energía a partir de fuentes renovables, ya que dependiendo de la fuente para el suministro de energía, se consideran tecnologías de baja o cero emisión. Este es el caso de las centrales hidroeléctricas, principalmente las Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCH) (Correa, 2008)., ya que además, se ha encontrado que los impactos ambientales en kilovatio de energía generada son mucho menores que las grandes plantas centralizadas (Costa Martins, Bernardini Seiffert, & Dziedzic, 2013).

La energía es un insumo esencial para el desarrollo económico y su demanda está aumentando en todo el mundo. Las actividades humanas están directamente relacionados con el uso de la energía, con un consumo per cápita se utiliza como un indicador de desarrollo económico y social (Costa Martins et al., 2013).

Dado que las PCH's representen una fuente de energía renovable, con una reducción de las emisiones de GEI, es probable que el mercado MDL sea una fuente de oportunidad para su desarrollo (Grisales D., 2013), pero se deben evaluar otras alternativas como los Mercados Voluntarios, debido a que otros autores plantean sus ventajas sobre el Mercado Regulado.

Esto se hace importante debido al alto potencial de desarrollo de proyectos hidroeléctricos actual y futuro, y a los beneficios que se hacen evidentes para el desarrollo de las PCH's, y por lo que proyectos de Resolución como el 037 del 10 de abril

de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y la Nueva Reforma Tributaria fomentan su desarrollo, lo que posibilita la inversión en nuevos proyectos de este tipo.

1.1 Preguntas de Investigación

Por medio del este trabajo se pretende dar respuesta a las siguientes preguntas de investigación:

1.1.1 Pregunta 1

¿Cómo ha sido la evolución del mercado del Carbono en el mundo, América Latina y en Colombia?

1.1.2 Pregunta 2

¿Cómo ha sido la evolución de los precios de venta de los bonos de carbono en el mercado regulado y en el mercado voluntario?

1.1.3 Pregunta 3

¿De acuerdo con la tendencia histórica de emisiones de carbono a la atmósfera en Colombia, bajo esa tendencia es o no cumplible la meta de reducción bajo la cual se comprometió Colombia en el COP-21?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar las ventajas y desventajas que presenta para los proyectos hidroeléctricos, principalmente las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, la comercialización de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) o Verificación de Reducciones de Emisiones (VERs).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estimar la Reducción de Emisión de CO₂ de una PCH teniendo en cuenta la metodología establecida para los MDL validada por el Mercado Voluntario mediante el estándar Verified Carbono Standard.
- Establecer desde el punto de vista económico, la mejor alternativa de comercialización de reducción de emisiones de CO₂ con base en los valores de los CERs y los VARs.
- Evaluar la mejor alternativa para la comercialización de las reducciones CO₂ de emisiones con base en los co-beneficios que establezca el Mercado Regulado y el Mercado Voluntario de emisiones.

2. La evolución del Mercado del Carbono y su futuro en Colombia

Con la creación del Protocolo de Kioto (PK) se introdujo en la sociedad una nueva preocupación acerca de la necesidad disminuir la cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esta preocupación llevó a la creación del Mercado de Carbono, cuya pretensión fue la de crear un precio común para este elemento (Grisales D., 2013). El PK estableció tres mecanismos para el denominado Mercado Regulado: el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), la Ejecución Conjunta (JI, por su sigla en inglés) y el Régimen para el comercio de derechos de emisión de GEI de la Unión Europea (ETS, por su sigla en inglés). Las obligaciones reglamentadas por el PK no abarcan todos los sectores de la economía; pero, a raíz del incremento de solicitudes por parte de organismos y/o individuos interesados en tomar parte en la disminución del cambio climático, se han desarrollado iniciativas innovadoras, cuyos mecanismos de funcionamiento imitan los principios de compensación que ha establecido el PK, lo que se conoce como el Mercado Voluntario (Pouillard, 2011). Este tipo de mercados poseen una estructura menos burocrática que la de Naciones Unidas, además buscan no sólo la reducción de GEI, sino la generación de beneficios colaterales de tipo social y ambiental, que pueden hacerlos más atractivos (Fernandez et al., 2015).

Este capítulo tiene como objetivo presentar una descripción breve de la evolución del mercado del carbono tanto en el mundo como en Latinoamérica y en Colombia, evaluar la evolución de los precios en los diferentes mercados comercializados, y concluir frente al futuro de este mercado para Colombia.

2.1 La Historia del Mercado del Carbono

En los inicios de los años 70 ocurrió la llamada primera crisis de la energía cuando los precios del petróleo subieron de manera importante; entonces, la sociedad constató que

la dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía debía cambiar, iniciándose una corriente de investigaciones tecnológicas para su sustitución (Macines Romero, 2009). Mas adelante, en 1990, las mediciones constataron un incremento constante en el Dióxido de Carbono (CO₂) en la atmósfera, determinando que el 70% de las emisiones perjudiciales provenían de países desarrollados y el 30% restante de los países en vía de desarrollo (Correa, 2008). Posteriormente, en el año 1992, en la Convención de las Naciones Unidas de Río de Janeiro hubo consenso en que el uso de los hidrocarburos es una de las principales fuentes de emisión de CO₂, convirtiéndose en una necesidad la reducción de esas emisiones para enfrentar el cambio climático y sus posibles consecuencias negativas para la humanidad. Fue así como en el año 1997 se pacta el Protocolo de Kioto (PK), un tratado internacional, donde alrededor de 40 países industrializados se comprometen a reducir sus emisiones de GEI de manera conjunta en un 5%, con respecto al nivel de emisiones producidas en 1990. Se establece en este acuerdo un primer período de compromiso, desde el año 2008 hasta el año 2012, donde los países incluidos en el acuerdo deberían lograr la meta (Grisales D., 2013).

2.1.1 Mercado Regulado

El PK estableció diferentes mecanismos cuyo objetivo es de servir como instrumentos para cumplir las metas establecidas de reducción de GEI, los cuales generan distintos tipos de bonos de carbono. A continuación se menciona cada uno de los mecanismos, establecidos por La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

A. Comercio de los derechos de emisión o Mercado del Carbono

Las partes que han asumido compromisos en virtud del PK, han aceptado metas para limitar o reducir las emisiones. Estas metas están expresadas como niveles de emisiones permitidos o “cantidades atribuidas” durante el período de compromiso 2008-2012. Las emisiones permitidas son divididas en «unidades de la cantidad atribuida» (UCA). Puesto que el Dióxido de Carbono es el principal gas de efecto invernadero, se habla simplemente del comercio de carbono. Este gas está sometido a los mismos seguimientos y transacciones comerciales que cualquier otro producto básico, por lo que se conoce como Mercado del Carbono”.

B. Mecanismo para un Desarrollo Limpio

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) permite que un país que haya asumido el compromiso de reducir o limitar las emisiones ponga en práctica proyectos de reducción de las emisiones en países en desarrollo. A través de tales proyectos se pueden conseguir créditos por reducciones certificadas de las emisiones (CER), cada uno de los cuales equivale a una tonelada de CO₂, que cuenta para el cumplimiento de las metas.

C. Aplicación Conjunta

Este mecanismo permite que un país que se haya comprometido a reducir o limitar sus emisiones, gane unidades de reducción de las emisiones generadas en un proyecto de reducción o eliminación de las emisiones en otro país, que cuenta para el logro de su meta de Kyoto. La aplicación conjunta ofrece a las partes un medio flexible y rentable de cumplir parte de sus compromisos de Kyoto, al mismo tiempo que la parte donde se lleva a cabo el proyecto se beneficia de la inversión extranjera y la transferencia de tecnología. Estos mecanismos contribuyen a fomentar la inversión verde y ayudan a las partes a lograr sus metas de emisiones de una manera rentable.

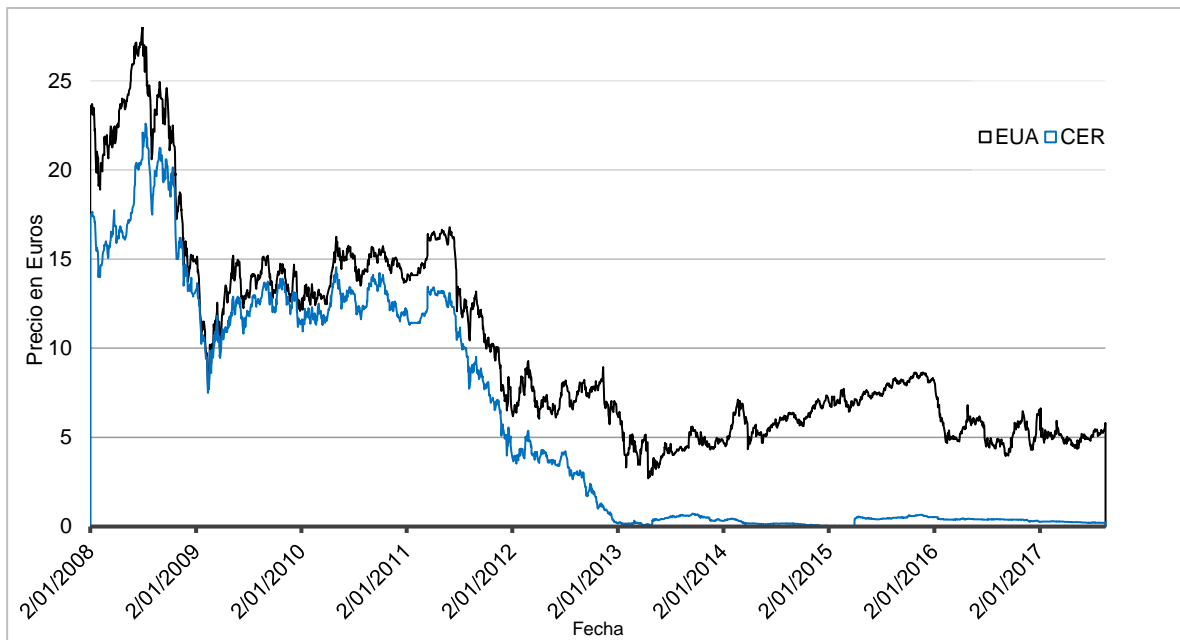
2.1.2 Fondo de Adaptación

El PK, al igual que la convención, fue diseñado para ayudar a los países a adaptarse a los efectos adversos del cambio climático. Dicho fondo se financia con una parte de los ingresos resultantes de actividades de proyectos del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y también de otra procedencia. A raíz del PK, la Unión Europea (UE) se comprometió a reducir sus emisiones de GEI de un 8% con respecto a sus emisiones de 1990 por el periodo 2008-2012, lo que llevó a la introducción formal del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (ETS EU) (Bredin & Muckley, 2011)(Zhang & Wei, 2010). Este esquema ha posibilitado la puesta en marcha del dispositivo de mercado e incluso, anticipó el período de compromiso previsto por el PK. Cada país de la UE dispone de un Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, que representa el límite de la cantidad de GEI a emitir por país, y en el caso que no le sea posible respetar este límite, se pueden intercambiar los permisos de emisiones - EUA (*European Unit Allowance*). Sin embargo, este sistema concierne solamente un 40% de las emisiones de GEI en Europa (Creti, Jouvét, & Mignon, 2012).

Estas obligaciones reglamentarias no abarcan la totalidad de los sectores de la economía (se incluyen especialmente la energía, los metales y los sectores minerales) (Bredin & Muckley, 2011). Además de ello, los países no firmantes quedan exentos de cualquier tipo de obligación. En estos últimos años han aparecido diferentes alternativas para la reducción obligatoria de las emisiones, como el mercado voluntario del carbono. Los bonos intercambiados en estos mercados de cumplimiento son varios: Los AAU (Assigned Amount Unit), Los CER y los ERU (Emission Reduction Unit). Por otro lado, la Unión Europea ha aceptado los CER de Kyoto como equivalente al EU-EUA (European Union-Emission Allowance Unit), por lo que se pueden intercambiar los EUA y los CER, uno por otro en el EU ETS (Fernandez et al., 2015). Sin embargo, todos los CER no son elegibles, ya que por ejemplo, los CER resultantes de grandes proyectos hidráulicos (más de 80 MW) son excluidos (DOCE Diario Oficial de la Unión Europea, 2003).

Pese a que el período inicial de cumplimiento que estableció el PK ya finalizó, un nuevo período le da continuidad a esta medida contra el cambio climático por ocho años más 2013-2020, el cual fue ratificado mediante la Puerta Climática de Doha en el COP-18; sin embargo, establece reducciones voluntarias por parte de los países vinculados, lo cual no favorece las perspectivas del mercado regulado. Lo anterior se puede apreciar en la Figura 2-1, en la cual se evidencia la devaluación sufrida por los CER a partir del 2012 debido al vencimiento del primer período del PK. Posterior a este, los precios no han presentado variación significativa.

Figura 2-1: Variación de los precios de los CER y los EUA desde el 2008 hasta agosto del 2016



Fuente: Adaptado de (SENDECO2, 2017)

Un poco diferente ha ocurrido con los EUA, donde a pesar de las variaciones negativas presentadas en el 2012, se puede apreciar una tendencia al alza a partir del 2013. Esto evidencia el continuo compromiso de la UE en la contribución en el proceso de mitigación del Cambio Climático (CC). Recientemente, en el COP21, 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante para evitar el CC bajo un plan de acción mundial que pone el límite del Calentamiento Global muy por debajo de los 2°C, el cual entrará en vigor en el año 2020 (SENDECO2, 2017).

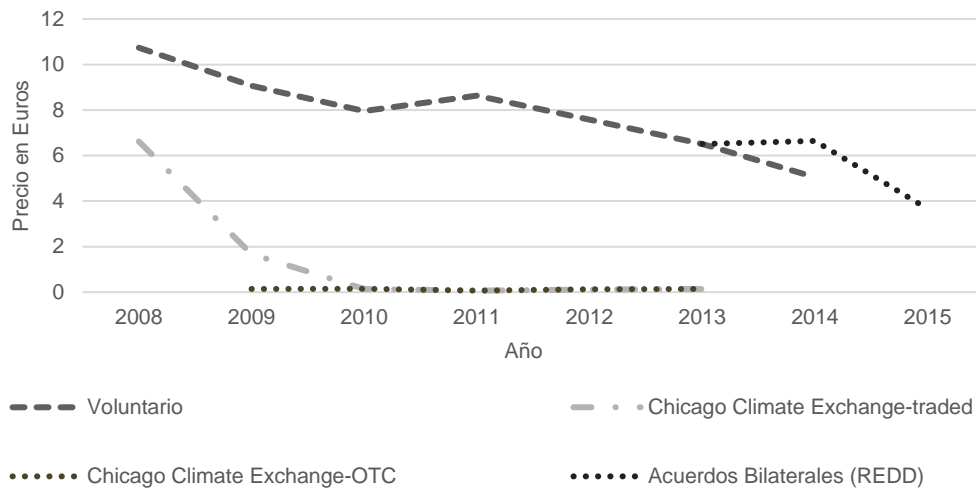
2.1.3 Mercado Voluntario

Dado el incremento de solicitudes por parte de organismos interesados en tomar parte en la disminución del cambio climático, se han desarrollado iniciativas innovadoras, cuyos mecanismos de funcionamiento imitan el Mecanismo de Desarrollo Limpio o de la Implementación Conjunta. Efectivamente, estos dos mecanismos se basan en el principio de compensación: la compensación es un mecanismo por el cual una entidad substituye, de manera total o parcial da una cantidad equivalente de *Bonos de Carbono* (BC) comprándolas a una tercera persona (Pouillard, 2011).

En el Mercado Voluntario (MV), el comercio de créditos se produce sobre una base facultativa y genera gran interés a las empresas debido a motivaciones como la Responsabilidad Social Corporativa (RSC), las relaciones públicas, la certificación, la reputación y los beneficios ambientales y sociales. Este mercado ha adquirido gran importancia para los proyectos agrícolas, forestales y de reducción de las emisiones derivadas de la deforestación y degradación de los bosques (REDD); debido a que estos se encuentran excluidos de los proyectos del mercado regulado. Aunque este mercado no está sometido a ningún tipo de regulación, ha venido creciendo en los últimos años. En el MV, se intercambian principalmente VER (Verified Emission Reductions), aunque los CER y los ERU también puedan ser utilizados como dinero de intercambio (Pouillard, 2011). El MV se divide en dos grupos principales: El MV con límites máximos de emisiones e intercambio de los derechos de emisión y que es jurídicamente vinculante (como Chicago Climate Exchange –CCX); y el MV más abierto, no vinculante y al detal (Over de Counter- OTC, es decir, transacciones que se dan directamente entre dos personas u organizaciones). Estos mecanismos se ajustan a estándares de empresas certificadoras o instituciones reconocidas a nivel internacional como la Climate, Community and Biodiversity Alliance –CCB; Verified Carbon Standard (antes Voluntary Carbon Standard) – VCS o la Rainforest Alliance, entre otros (Centeno, 2015).

Es importante reconocer que este mercado, al tener diferentes parámetros de verificación, tiende a ser más volátil y a depender, para el éxito de los proyectos, de una alta capacidad de gestión bilateral entre el dueño del proyecto y el comprador final. Es así como los compradores pueden pagar de manera diferente por la misma cantidad de compensaciones dependiendo de si estas se originan en un área cercana a sus propias operaciones comerciales o si el proyecto proporciona capacitación u oportunidades para las comunidades cercanas.

Figura 2-2: Variación de los precios de los VER desde el 2008 al 2015



Fuente: Adaptado de (Forest Trend, 2016)

De acuerdo con lo que se observa en la Figura 2-2, tanto el Mercado Regulado como el Mercado Voluntario del Carbono han perdido valor en el transcurso de los años debido a los cambios sustanciales existentes en las regulaciones internacionales y los acuerdos realizados por los países participantes frente a sus compromisos de reducción de emisiones de carbono. Comparando ambos mercados en el año 2015, los precios de los VER (asociados a comercialización de bonos provenientes de proyectos REDD) y los EUA presentan un precio similar. Sin embargo, en el mercado voluntario, dado que los precios varían de acuerdo con el tipo de parámetro de verificación utilizado, en la Tabla I se presentan los precios únicamente para el 2015, donde la los precios de una tonelada de CO₂ varían desde los 2,5 hasta los 8.5 Euros.

Tabla 2-1: Precios mercado voluntario para el 2015 de acuerdo al estándar de verificación

Verified Carbon Standard (VCS)*				
*Overall, and used alongside the climate, community and biodiversity standards (CCB)				
Volumen transado, 2015	Precio Promedio	Valor Ventas	Participación en el Mercado	Variación respecto al 2014

14 Evaluación del mercado regulado de bonos de carbono vs el mercado voluntario en proyectos hidroeléctricos en Colombia

22,3 Mt	3,55 / Ton	82,66 M	49%	-29%
Climate Action Reserve (CAR)				
9,3 Mt	2,88 / Ton	26,85 M	20%	348%
Gold Standard				
8,8 Mt	4,77 / Ton	36,89 M	19%	-2%
American Carbon Registry (ACR)				
2,5 Mt	4,77 / Ton	11,98 M	5%	31%
Plan Vivo				
865.000 t	8,43 / Ton	7,32 M	2%	124%
Clean Development Mechanism, as soll to voluntary buyers (CDM)				
839.000 t	2,55 / Ton	2,11 M	2%	36%
**Valores en Euros				

Fuente: Adaptación (Forest Trend, 2016)

2.1.4 Comparación entre el Mercado Regulado (MDL) y el Mercado Voluntario

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es el mecanismo de flexibilidad del Protocolo de Kioto mediante el cual los países en desarrollo pueden participar del esfuerzo global de mitigación del cambio climático. A través de esta iniciativa, estos países reciben un flujo de recursos por la ejecución de proyectos que reducen emisiones de GEI; los recursos se originan en la venta de CER's.

El mercado del MDL, por lo tanto, es un mercado regulado y creado por la regulación. Esto significa que los realizadores de proyectos MDL deben seguir reglas y procedimientos unificados y sistemáticos a fin de lograr la emisión de CER's, la cual es

realizada centralizadamente por la Junta Ejecutiva del MDL, de acuerdo a los marcos formales establecidos en la CMNUCC.

La demanda de CER's proviene de la necesidad de los países Anexo I (países desarrollados que son Partes del Anexo I de la CMNUCC) de reducir sus emisiones de GEI en el marco de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de emisiones asumidos mediante la firma del Protocolo de Kioto. El Protocolo permite a las empresas radicadas en los países Anexo I cumplir con sus metas de mitigación adquiriendo permisos de emisión de otros países Anexo I o bien financiando proyectos de mitigación en países de Europa del Este, o, también, en países en desarrollo (en este último caso, a través del MDL). Por lo tanto, los principales demandantes de CER's son gobiernos de países Anexo I y las empresas radicadas en países regulados que buscan acreditar cumplimiento de metas.

La demanda en el Mercado Voluntario de carbono, en cambio, no está regida ni originada por una obligación regulatoria de cumplir con una meta de reducción de emisiones de GEI, sino que responde a motivaciones variadas: exigencias de accionistas y/o clientes, responsabilidad social empresarial, filantropía, necesidad de prepararse para cumplir con regulaciones futuras o estrategias financieras de reventa de créditos para obtener beneficios económicos, entre otras. Es decir que los principales demandantes de créditos voluntarios son empresas no sujetas a regulación de carbono, organizaciones no gubernamentales, municipalidades, universidades e, incluso, individuos que buscan compensar, por diversos motivos, sus emisiones de GEI.

Como la demanda en el mercado voluntario no depende de la obligatoriedad de cumplir con una meta de mitigación, a diferencia de lo que ocurre en el mercado del MDL, las operaciones se realizan de manera independiente, sin seguir un proceso general y uniforme de certificación y sin ser registradas en una entidad central. Coexisten productos certificados mediante una variedad de estándares diferentes. La mayoría de estos estándares, no obstante, siguen un ciclo de proyecto relativamente análogo al del MDL: involucran la preparación de un documento de diseño de proyecto, requieren la validación por parte de empresas de auditoría independientes (muchas de las cuales están también acreditadas para operar bajo el MDL) y exigen registros y verificaciones recurrentes a fin de lograr la expedición de créditos de carbono. Por este motivo, los costos de desarrollo de un proyecto voluntario son solo ligeramente inferiores a los

costos de desarrollar un proyecto MDL, pues el ciclo de proyecto, en la mayoría de los casos, no varía significativamente.

Sin embargo, el mercado voluntario incluye algunos tipos de proyectos que el MDL no contempla, como los proyectos de reducción de emisiones resultantes de la deforestación y degradación de bosques (REDD+, por sus siglas en inglés). Esto significa que ciertas actividades de proyecto en países en desarrollo sólo pueden ser financiadas hasta aquí mediante la emisión de certificados de carbono en el mercado voluntario (Finanzas del Carbono, 2017).

2.2 El Mercado de Bonos de Carbono en Latinoamérica

Dentro del mercado regulado, América Latina en la actualidad tiene el 13% de los proyectos MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) registrados ante las Naciones Unidas (de acuerdo a datos de CDL PIPE LINE), que son el medio para hacer una realidad el mercado de bonos de carbono dentro del mercado regulado; este incluye todo proyecto de desarrollo que reduzca de manera significativa la emisión de bonos o contrarreste sus efectos. Dada la gran biodiversidad presente en el territorio es un nivel muy bajo respecto a otras regiones como Asia, la cual lidera el mercado con un 81% de estos proyectos y está obteniendo el máximo provecho del mercado del carbono (González, 2014). En la Tabla 2-2 se puede apreciar la distribución regional de los proyectos MDL a nivel mundial.

Tabla 2-2: Distribución de proyectos mundiales registrados como MDL

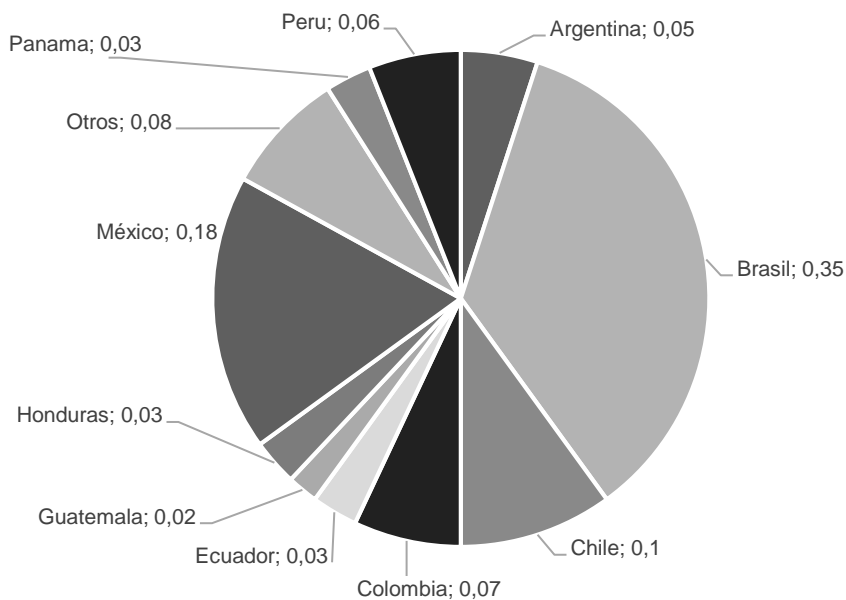
Parámetro	Valor	Comentario
Inversión total (USD)	\$ 30.804.302	La inversión total estimada en el momento de la decisión de realizar el proyecto se estima en \$92.412.907.421 COP, que se convierte en USD con base a la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.
Contribución de la sociedad (USD)	\$ 9.518.529	La contribución de la sociedad es de \$28.555.588.393 COP, que se convierten en USD con base en la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.

Financiación (USD)	\$ 21.285.773	La financiación es de \$63.857.319.028 COP, que se convierten en USD con base en la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.
Tasa de interés efectiva anual del crédito (%)	11%	-
% Participación accionaria	30,90%	-
% de financiación bancaria	69,10%	-
Número de períodos de crédito en años	10	-
Período de gracia en años	3	-

Fuente: Adaptado (UNEP DTU Partnership, 2016)

El 13% de proyectos MDL en Latinoamérica se distribuyen entre cada uno de los países que la componen de acuerdo con la distribución presentada en la Figura 2-3. El volumen validado durante el año 2015 es de 4,6 Mton CO₂ dentro de los proyectos MDL registrados a nivel mundial en la United Nations Framework Convention of Climate Change.

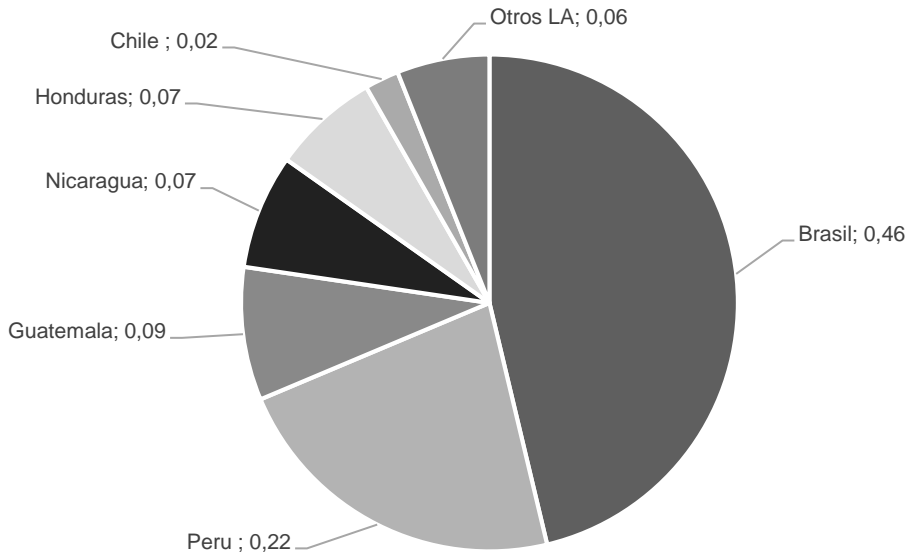
Figura 2-3: Proyectos MDL en Latinoamérica por país



Fuente: Adaptado (UNEP DTU Partnership, 2016)]

Para el mercado voluntario, por la ausencia de un ente unificado de control y verificación, se presentan dificultades en la contabilización de la totalidad de carbono transado. Sin embargo, y de acuerdo con el informe Raising Ambition State of the Voluntary Carbon Markets 2017, Latinoamérica transó en el 2015 el 14% de este Mercado, donde las participación de los países se distribuye como se presenta en la Figura 2-4 (Ortega, S.C., García-Guerrero, C-A. Ruíz, 2010).

Figura 2-4: Participación en el Mercado Voluntario por país



Fuente: Adaptado de (Forest Trend, 2016)

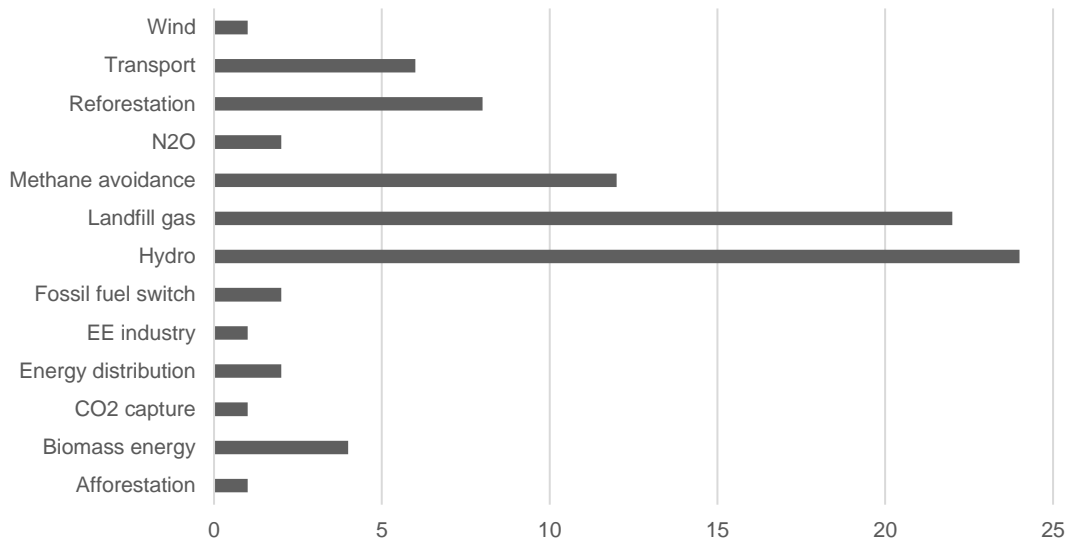
Latinoamérica tiene una participación similar en ambos mercados, destacando a Brasil con la mayor parte de la participación. Cabe destacar que en el Mercado Voluntario se ha encargado de la promoción de proyectos REDD+, los cuales buscan preservar las riquezas naturales asociadas al bosque Amazónico (Forest Trend, 2016).

2.3 El mercado de carbono en Colombia actual y futuro

Colombia tiene un gran potencial en un mercado mundial de carbono: es el cuarto país de Hispanoamérica y el número doce del mundo en número de proyectos de MDL

registrados ante la Organización de las Naciones Unidas. En la Figura 2-5 se presenta la distribución de proyectos MDL registrados de acuerdo con su tipología.

Figura 2-5: Distribución proyectos registrados MDL por tipo de proyecto en Colombia



Según el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, dada la gran biodiversidad del país (el 54% del territorio nacional son bosques), sus posibilidades con proyectos de reforestación y conservación de bosques naturales resultan muy interesantes para empresarios extranjeros con una inminente necesidad y oportunidad de inversión para la compensación de emisiones de carbono en grandes industrias; aunque en la actualidad no solo el interés está en el exterior: se estima que el 60% de los empresarios colombianos están en disposición de invertir en proyectos de bonos de carbono.

Uno de los proyectos de mayor envergadura es la creación de un mercado voluntario de CO₂ en el país (cuyo desarrollo se gestó entre 2011 y 2015), financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con el objetivo de incentivar proyectos de mitigación voluntaria de carbono, e impulsar que las empresas colombianas, sin la obligación legal de pagar por sus emisiones, puedan comprar voluntariamente bonos de carbono. Este mecanismo, trata de facilitar financiamiento para la conservación de sumideros de carbono como las selvas y bosques colombianos.

Esto va en la vía de los programas con los que cuenta el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la Dirección del Cambio Climático, en la cual se apunta al desarrollo del mecanismo de la reducción de emisiones por deforestación y degradación de bosques naturales, denominado REDD+, el cual se viene discutiendo y construyendo a instancias de la CMNUCC desde el año 2007, ya que las actividades en bosques naturales fueron excluidas del Protocolo de Kioto, por lo tanto, hasta el momento bajo el MDL sólo se contemplan las actividades de reforestación y aforestación con base a las metodologías de la Junta Ejecutiva del MDL. Sin embargo, en el mercado voluntario sí se han desarrollado metodologías específicas para proyectos REDD+ (UNEP DTU Partnership, 2016).

A partir del mes de agosto del 2016 se dio inicio al funcionamiento del Mercado Voluntario de Carbono para Colombia, a través de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC), plataforma que permitirá a las empresas adquirir Unidades de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (UGEIs), conocidas comúnmente como créditos o bonos de carbono, para compensar sus emisiones de gases efecto invernadero. Esto da continuidad a la estrategia estructurada durante el 2011 y el 2015 por la Fundación Natura.

Esta plataforma es una herramienta piloto de mitigación y compensación, en donde los diferentes sectores empresariales del país podrán compensar sus emisiones de gases efecto invernadero a través de un escenario confiable y de creación de valor. Este mercado inicialmente está dirigido principalmente a las empresas nacionales comprometidas con el medioambiente y con la condición de que los créditos adquiridos deben ser utilizados o transados en el país, con el fin de apoyar el cumplimiento de los compromisos de Colombia en la COP-21.

Hoy en día ha dejado de ser atractivo para el sector privado el registro de los proyectos como un MDL, debido a la falta de demanda que permita aumentar el precio de los bonos.

Muchos proyectos optan por este registro por una adicionalidad de imagen que va más allá de la rentabilidad económica del negocio o por los beneficios tributarios (MADS, 2015). Alternativas como un mercado voluntario en el país generan viabilidad para la implementación de proyectos que permitan contribuir desde sus iniciativas económicas

en la disminución del efecto del cambio climático y que a la vez puedan comercializar ese valor agregado que generan en un mercado interno generando rentabilidad adicional.

Según el Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero publicado durante este año por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, en el cual se presentan los datos estimados para Colombia de GEI desde 1990 hasta el 2012, Colombia emitió durante el último año evaluado un total de 178,3 Mton CO₂, cuyas emisiones se distribuyen en cuatro sectores de la siguiente manera (en la Figura 2-6 se presenta la evolución de emisiones por sector).

2.3.1 Energía

En este grupo se reportan las emisiones de gases de varios sectores (energía, manufactura, sector transporte, residencial, comercial, agrícola) generados por la quema de combustibles, y las emisiones fugitivas generadas en algunos procesos.

2.3.2 Procesos Industriales y de Uso de Productos

En este grupo se incluyen las emisiones de gases generadas como resultado de la reacción entre materias primas empleadas en diferentes procesos químicos, tales como industria de minerales, industria química, industria de metales, uso de productos no energéticos de combustibles y de solventes y manufactura.

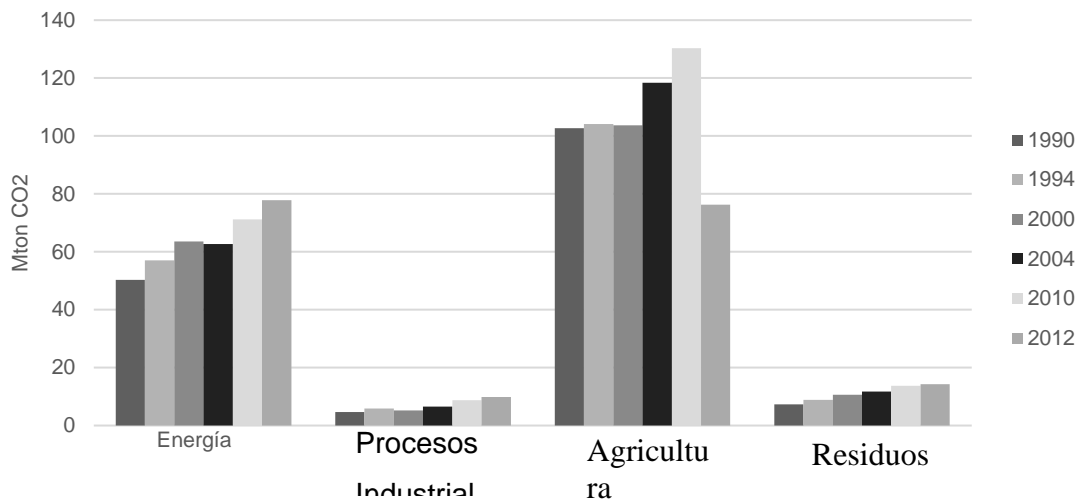
2.3.3 Agricultura, Ganadería y otros usos de la tierra

En este grupo se calculan las emisiones antropogénicas de GEI, definidas como todas las emisiones y absorciones que ocurren en las “tierras gestionadas” y que están asociadas con el uso de la tierra, incluidas las actividades agropecuarias. La tierra gestionada es una tierra donde se han aplicado intervenciones o prácticas humanas para llevar a cabo funciones productivas, ecológicas o sociales.

2.3.4 Residuos

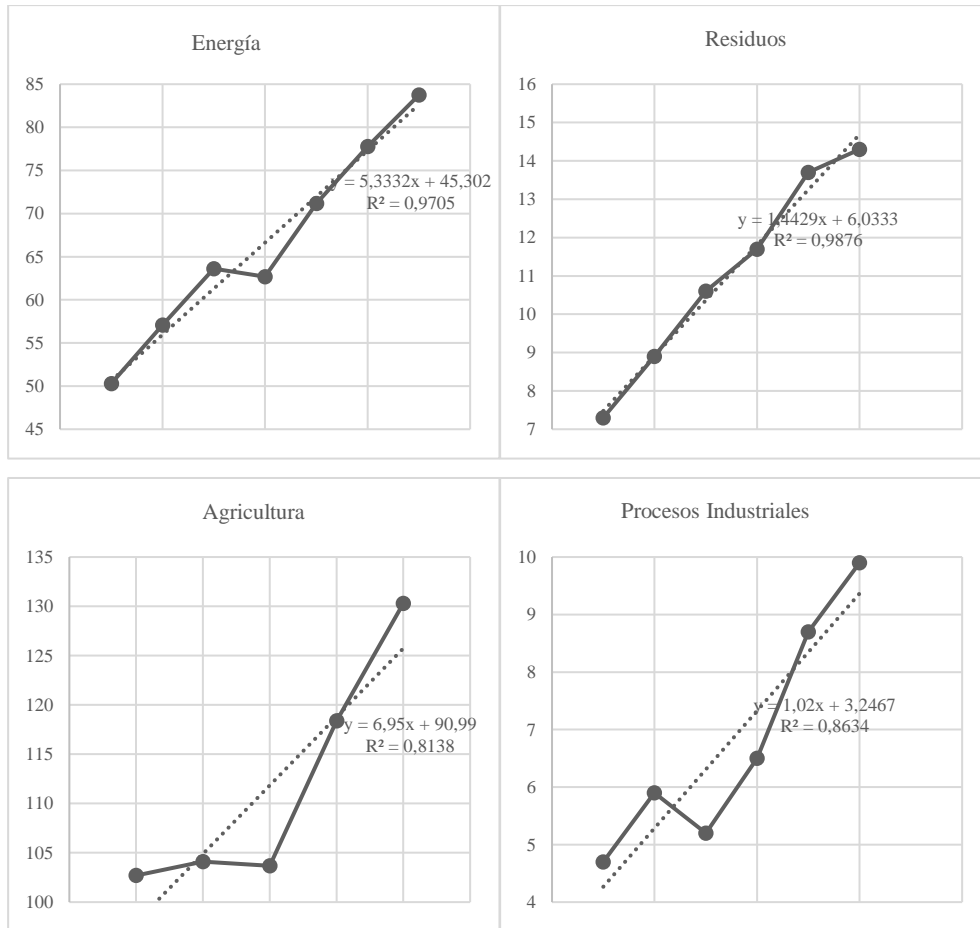
En este grupo se reportan emisiones generadas por la disposición, tratamiento y gestión de residuos sólidos y aguas residuales.

Figura 2-6: Evolución histórica de gases efecto invernadero en Colombia por grupo



Dada la ausencia de datos actualizados, para cada grupo se realizó la evaluación de la tendencia, mediante la cual se pretende cuantificar la cantidad de GEI que tendrá el país para el año 2030 y con base en la cual se puede estimar la necesidad de reducción del 30% respecto a los valores que se emitirían en este año. En la Figura 2-7 se presenta la tendencia para cada uno de los grupos.

Figura 2-7: Variación de las emisiones de cada uno de los grupos evaluados



Para el grupo de Agricultura, Ganadería y otros usos de la tierra, se presentó un valor atípico en el año 2012 el cual fue eliminado en la evaluación de la tendencia de crecimiento de este grupo.

Si la tendencia de crecimiento de los valores de emisión encontradas para los años evaluados permanece, los valores de GEI proyectados al 2030 son los siguientes: Energía = 64,6 Mton/año CO₂, Procesos Industriales y Uso de Productos = 31,2 Mton/año CO₂, Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra = 154,0 Mton/año CO₂ y para el grupo de Residuos = 19,9 Mton/año CO₂.

Según estas estimaciones, para el año 2030, las emisiones de GEI en el país llegarán a 299,78 Mton CO₂; lo que implica que la meta de reducción de emisiones tiene un valor aproximado de 90 Mton CO₂.

Este compromiso duplica los valores transados en el Mercado Voluntario a nivel mundial durante el año 2015 y equivale a casi 20 veces las unidades de carbono validadas en el Mercado Regulado durante este mismo año.

Esto abre las puertas a que el mercado emergente de carbono en el país permita prometer buenos resultados en el establecimiento de proyectos que como adicionalidad, busquen comercializar sus reducciones certificadas de emisiones en Mercado Voluntario interno.

3.Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como proyectos emergentes en el Mercado Voluntario del Carbono

El presente capítulo presenta una evolución de la rentabilidad que puede generar la comercialización de bonos de carbono obtenidos mediante la validación de reducciones de emisiones de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el marco del Estándar Verified Carbon Standard (VCS) estimadas con la aplicación de la metodología MDL ACM0002 “Grid connected electricity generation from renewable sources” (Versión 16.0); la cual fue aprobada por La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, por sus siglas en inglés UNFCCC y admitida por el VCS; transados bajo el Mercado Voluntario (MV).

El denominado MV comprende a todas las transacciones de créditos de carbono que no están regidas por una obligación regulatoria de cumplir con una meta de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEIs). Esto incluye tanto a las transacciones de créditos creados especialmente para los mercados voluntarios (como los VERs – Verified Emission Reductions) como a las operaciones en las que se venden créditos de los mercados regulados (como los CERs del MDL) a compradores que buscan voluntariamente compensar sus emisiones. Este mercado surge como consecuencia de la toma de conciencia sobre la responsabilidad en el cambio climático por parte de ciudadanos particulares, organizaciones públicas y privadas que buscan participar activamente en el compromiso del cuidado del clima (Kossoy, 2012).

La metodología seleccionada para el presente documento “Metodología consolidada para la determinación de la línea base de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables conectados a una red” es utilizada para aquellos proyectos que realizan sustitución o adición de la capacidad de una planta de energía existente o la construcción y operación de una planta de energía que utiliza fuentes de energía renovables y

suministra electricidad a la red, con la condición de que este opere a filo de agua (Alexander & Grisales, 2013).

Debido a la matriz energética de Colombia y al nuevo mercado voluntario que desde hace un año opera en el país, es importante evaluar las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como alternativa de energía limpia, verificando la cantidad de reducción de emisiones que pueden generar, identificando aspectos claves en la metodología y estimando la rentabilidad de las transacciones de bonos.

En el Capítulo II se presenta la fuente de datos utilizada para la elaboración de los cálculos, seguido del Capítulo III en el cual se describe la metodología seleccionada, posteriormente en el Capítulo IV se encuentran los resultados y en el Capítulo V las conclusiones.

3.1 Información utilizada

Para la evaluación objeto del presente trabajo se obtuvo información privilegiada suministrada por diferentes empresas localizadas en diferentes regiones del país, las cuales aportaron los datos para las estimaciones realizadas de la línea base del proyecto y para la valoración de los escenarios tipo.

Los valores de los precios de energía históricos y de contratos fueron consultados en la página web de XM, así como el listado de proyectos en operación al mes de agosto de 2017 con sus respectivas capacidades instaladas para los respectivos análisis de barreras.

3.2 Metodología empleada

Para la evaluación de la línea base fue utilizada la metodología MDL ACM0002 “Grid connected electricity generation from renewable sources” (Versión 16.0). Esta metodología establece las siguientes condiciones de aplicabilidad para proyectos de generación de energía renovable conectadas a la red que:

- Consistan en la nueva instalación de una planta de energía;
- Realicen una adición de capacidad para una o unas planta(s) existentes;

- Involucren una modificación de una o unas planta(s) de operación existentes;
- Involucren la rehabilitación de una o unas planta(s) existentes; o
- Implice el reemplazo de una o unas planta(s) existentes.

Para este proyecto en particular, se cumple con la condición (a), puesto que se instalará una planta hidroeléctrica en un sitio donde no ha existido una antes.

Además, es importante establecer la extensión espacial de los límites del proyecto, el cual incluye la planta de energía y todas las unidades físicamente conectadas al sistema eléctrico del proyecto. La extensión espacial de los límites del proyecto es el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. La planta de energía estará conectada a esta red introduciendo la electricidad sin restricciones de transmisión significativas.

Para la identificación del escenario de referencia y la demostración de la adicionalidad se aplicaron las últimas versiones del "Tool for the demonstration and assessment of additionality" (versión 7.0) (UNFCCC, 2005).

El factor de emisión de la red, se determina con base a los procedimientos del "*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*" (versión 4.0). Sin embargo se aclara que se toma la Resolución 843 del 2016 emitida por la UPME.

Por otra parte, se aplican las siguientes directrices:

- "Guidelines on the assessment of investment analysis" (Versión 5.0) como parte del Anexo 5 del informe CDM EB 62.
- "Guidelines on common practice" (Versión 2.0) como parte del Anexo 8 del informe CDM EB 69.

Como particularidad en la aplicación de la metodología, se evalúan escenarios de variaciones de la Tasa Interna de Retorno – TIR dentro del proceso de aplicación de la metodología de adicionalidad, en la cual, para diferentes proyectos de distinta capacidad instalada, características técnicas y localizaciones geográficas se buscan patrones de variación en los análisis de sensibilidad.

3.3 Resultados

El proyecto a evaluar se encuentra localizado en el Oriente del Departamento de Antioquia y corresponde a una Pequeña Central Hidroeléctrica a filo de agua de 19,9 MW

de capacidad Instalada. Se presentan a continuación los pasos de evaluación de la aplicación de las metodologías referenciadas.

3.3.1 Escenario línea base

Ante la instalación de una nueva planta de energía renovable, el escenario base se compone de la energía que habría sido generada y entregada a la red, en ausencia de la actividad del proyecto por otras plantas que actualmente están conectados al SIN y/o por las nuevas adiciones de capacidad.

De esta manera, el escenario base se identifica como la continuación de la práctica común de la generación de energía, es decir, las grandes centrales hidroeléctricas con embalses y las centrales térmicas que emiten grandes cantidades de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

A continuación, se presentan los enfoques metodológicos y las fórmulas pertinentes.

$$BE_y = EG_{pjy} * EF_{grid,CM,y} \dots\dots\dots(3-1)$$

Donde,

BE_y son las emisiones de línea base en el año (tCO₂/año)

EG_{pjy} es la cantidad de generación neta de energía que se produce y transmite a la red como resultado de la implementación de la actividad del proyecto MDL en el año (MWh/año)

$EF_{grid,CM,y}$ factor de emisión de CO₂ marginal combinado para la generación de energía conectada a la red en el año (tCO₂/MWh).

Dado que es un proyecto nuevo, de acuerdo con la metodología ACM0002,

$$EG_{pjy} = EG_{facility, y} \dots\dots\dots(3-2)$$

El factor de emisión marginal combinado ($EF_{grid,CM,y}$) es tomado de la normatividad nacional y equivale a 0,401 tCO₂/MWh para el año 2016.

Luego,

$$BE_y = 103000 \text{ MWh} * 0,401 \frac{t \text{ CO}_2}{\text{MWh}} = 41303 \frac{t \text{ CO}_2}{\text{año}}$$

3.3.2 Adicionalidad

En la siguiente tabla se presenta de manera resumida la línea de tiempo de desarrollo del proyecto objeto de evaluación.

Tabla 3-1: Vista general de los eventos clave en el desarrollo del proyecto evaluado

Fecha	Evento Clave
2010-2011	Identificación del proyecto, (pre) factibilidad y estudios ambientales. Los estudios clave que se desarrollaron en esta fase del proyecto son:
	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio Hidrológico
	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de Viabilidad
2012-2013	Proceso de Licenciamiento Ambiental:
	<ul style="list-style-type: none"> • Presentación del Proyecto ante la Corporación Autónoma Regional
	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)
	<ul style="list-style-type: none"> • Emisión de la Licencia Ambiental por parte de la Corporación Autónoma Regional
2014	Constitución de la Empresa de Generación de Energía, to promover, desarrollar y ejecutar la actividad del proyecto, que incluye también la administración, operación y mantenimiento de la planta, así como la generación y venta de energía (en términos de la Ley 142 de 1994 y demás normas pertinentes).
2015 hasta la fecha	<ul style="list-style-type: none"> • La finalización de los estudios de ingeniería
	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de derechos de uso de la tierra
	<ul style="list-style-type: none"> • Firma de contratos de equipos electromecánicos y la construcción del proyecto (obra civil)
	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción (Ingeniería Civil)

	<ul style="list-style-type: none">• Estudio de Interconexión
2015-2018	Vías de acceso
	Otros trabajos de Ingeniería Civil
2018	Se espera que el proyecto entre en operación a mediados del 2018

A. Paso 0. Demostración de que la actividad propuesta del proyecto es la primera de su tipo

Para este tipo de proyectos este paso se no aplica.

B. Paso 1. De acuerdo con la metodología se debe demostrar que existe por lo menos una alternativa creíble y viable que sería más atractiva que la actividad del proyecto propuesto y que estas son consistentes con las leyes y reglamentos obligatorios

Alternativa 1: la actividad propuesta del proyecto es llevada a cabo sin estar registrado como actividad de proyecto MDL.

Alternativa 2: continuación de la situación actual. En este caso, el proyecto no se construiría y la energía sería suministrada únicamente por la operación de las centrales conectadas al SIN y por la adición de nuevas plantas de energía.

Ambas alternativas, es decir, la actividad de proyecto propuesta llevada a cabo sin estar registrado como MDL y la continuación de la situación actual, están en conformidad con todas las leyes y reglamentos obligatorios. Estas actividades son supervisadas por las autoridades correspondientes:

Corporación Autónoma Regional: el cumplimiento de todas las leyes y normas ambientales.

CREG: responsable de marco regulatorio. También anualmente mide la capacidad de las plantas de energía.

A continuación, se demuestra que el proyecto propuesto cumple con este criterio de adicionalidad según las últimas directrices del VCS y el paso a paso propuesto en el *Tool* mencionado.

C. Paso 2: Análisis de inversiones

Lo primero en este paso es seleccionar el método de análisis apropiado. Para este caso, el más apropiado es el análisis de referencia, ya que por el tipo de proyecto se descartan el análisis de costos y el análisis de comparación de inversión.

La herramienta de adicionalidad requiere la identificación del indicador financiero más apropiado en la aplicación del análisis de referencia. Para el caso de una central que suministraría energía a la red, el más apropiado es la Tasa Interna de Retorno (TIR) que caracteriza a la tasa de rendimiento del capital invertido.

De acuerdo con la metodología, se utiliza un valor estándar para el rendimiento esperado sobre el capital para la comparación de referencia. El índice de referencia para proyectos de energía en Colombia es 12,00% (tasa en términos reales y no nominales). El análisis de la inversión se lleva a cabo en términos nominales, los valores en términos reales consideran la tasa de inflación. Dado que no hay pronósticos de inflación a largo plazo se utiliza la tasa de inflación media prevista de 2,90% para los próximos cinco años publicadas por el FMI (Fondo Monetario Internacional Panorama Económico Mundial) (con base a las previsiones para el período comprendido entre 2012 y 2016, en consonancia con el inicio de la validación VCS y los datos disponibles en el FMI hasta el 2016).

El índice de referencia, es decir, la rentabilidad nominal sobre el capital propio, sería entonces de 14,90%.

Se procede entonces con el cálculo y comparación de los indicadores financieros, en el cual los principales egresos se dan por la inversión, los costos y los impuestos aplicables a la operación y mantenimiento. Los ingresos son originados principalmente por la venta de energía. También se podrían tener ingresos adicionales por la comercialización de los Certificados de Emisiones Reducidas.

El resumen de la información necesaria para el análisis de la inversión se incluye en la siguiente tabla.

Tabla 3-2: Información para el análisis de inversión y el endeudamiento

Parámetro	Valor	Comentario
Inversión total (USD)	\$ 30.804.302	La inversión total estimada en el momento de la decisión de realizar el proyecto se estima en \$92.412.907.421 COP, que se convierte en USD con base a la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.
Contribución de la sociedad (USD)	\$ 9.518.529	La contribución de la sociedad es de \$28.555.588.393 COP, que se convierten en USD con base en la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.
Financiación (USD)	\$ 21.285.773	La financiación es de \$63.857.319.028 COP, que se convierten en USD con base en la tasa de cambio de \$3000 COP utilizada.
Tasa de interés efectiva anual del crédito (%)	11%	-
% Participación accionaria	30,90%	-
% de financiación bancaria	69,10%	-
Número de períodos de crédito en años	10	-
Período de gracia en años	3	-

Los valores de entrada utilizados en el análisis de inversión disponible en el momento de la toma de decisiones se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3-3: Valores de entrada para el análisis de inversión

Datos técnicos		
Capacidad instalada	19,4	MW
Factor de disponibilidad	0,95	
Energía anual en contratos	100%	Energía generada energía

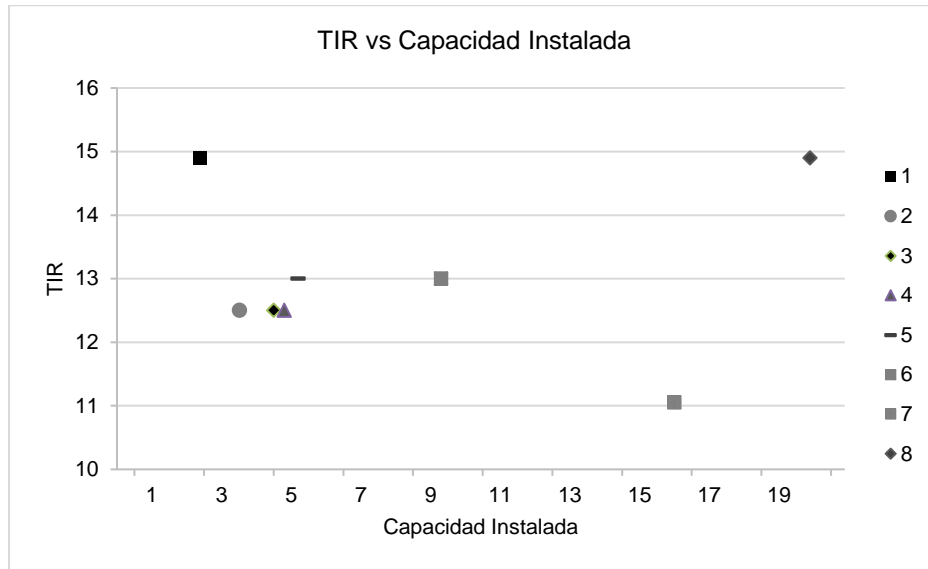
		vendida.
Tarifa de venta de energía	162,52	Pesos / Kw-h
Impuestos		
Impuesto predial (Ley 56/81)	100%	De la valoración del impuesto a la propiedad
Impuesto de industria y comercio	80%	Del 150% a valoración del impuesto a la propiedad
Tasa de uso de agua (Ley 99/93)	0,25%	De la valoración del impuesto a la propiedad
Impuesto de renta	80%	Sobre el valor comercial de la propiedad
Art. 22 Ley eléctrica	1,92	Miles de USD
Impuesto sobre la renta	33%	Sobre UAI
Gastos generales operativos		
Gastos de AOM	300	Miles de US\$
Art. 22 Ley eléctrica	126,2	Miles de US\$
Cargos por ASIC, CND, LAC Res 124 de 2005), SSPD, CREG	11,4	Miles de US\$
Total gastos operativos	438	Miles de US\$
Total gastos generales		
Año en que inicia el proyecto	2017	Inicio de construcción (Duración: 27 meses)
Número de períodos operativos	50	Años
Número de períodos preoperativos	3	Años
Tasa de cambio	3.000	COL\$/US\$
Créditos		
Obras		Unidad de tiempo
Plazo del crédito	240	Meses

Período de gracia	48	Meses
Tasa de interés efectiva anual	13,80%	E.A.
Porcentaje financiado (Sobre activos)	70%	% sobre activos
Depreciaciones		
Depreciación de las obras civiles	20	Años
Depreciación de los equipos	10	Años
Depreciación de la inversión diferida	5	Años

Sobre la base de los parámetros anteriores, la Tasa Interna de Retorno se calcula en un 14,90%, igual que la TIR de referencia.

De acuerdo con una revisión de 8 proyectos de generación, se pudo encontrar que estos tienen su TIR en valores inferiores a la TIR de referencia, lo cual establecería que para proyectos energéticos de características similares tales como generación a filo de agua, factores de planta entre el 65% y el 70% y capacidades instaladas entre los 3 y los 19,9 MW, se cumple el paso de análisis de inversiones asociado a la adicionalidad.

Figura 3-1: Capacidad instalada vs Tasa Interna de Retorno (TIR)



Posteriormente se procede con el análisis de sensibilidad, el cual se lleva a cabo mediante la variación de parámetros clave que generan impacto directo sobre la TIR del proyecto. Estas variables pueden ser:

La generación de energía (MWh): Variación de la cantidad de energía generada.

Tarifa de energía (USD / MWh): Variación de la tarifa de energía.

Los costos de inversión (USD): Variación del costo de inversión. En esta variable se puede considerar la deducción del incentivo tributario por realizar el proyecto, analizando la TIR con el descuento y sin descuento.

Costos de operación y mantenimiento (USD / año): Variación del costo total de las operaciones (incluyendo operación y mantenimiento, administración, costos de ventas y los costes socioeconómicos).

En la siguiente tabla se muestra un análisis de la sensibilidad de la TIR en la cual se aplicó una variación de más o menos 10% para cada variable.

Tabla 3-4: Análisis de sensibilidad

Variación de la generación de energía	Base	10%	Comentarios
TIR	14,90%	16,20%	Se realizó una variación en la energía generada aumentando el 10% en todos los periodos de generación. Se analiza la TIR en dicho procedimiento y se encuentra que es directamente proporcional, a mayor o menor energía generada mayor o menor será la TIR del proyecto.
Variación de la tarifa de electricidad	Base	10%	Comentarios
TIR	14,90%	16,20%	El modelo financiero ofrece la posibilidad de variar el precio de la energía en 3 escenarios: pesimista, base (El principal) y optimista. Si se hace un análisis optimista del proyecto, aumentando el precio de la energía se obtiene también un incremento en la TIR del proyecto. Sin embargo, el proyecto tiene un contrato de venta de energía negociado en el precio base. Por consiguiente no habrá aumento de los precios de venta que beneficien los ingresos.
Variación de los costos de inversión	Base	10%	Comentarios
TIR	14,90%	14,00%	Haciendo un aumento del 10% en el valor total de costos de inversión del proyecto, se evidencia también una disminución en la TIR. Además es necesario considerar los reportes del índice de precios al consumidor y productor (IPC e IPP respectivamente) que en los últimos años fueron superiores a los pronósticos establecidos para el proyecto.
Variación de los costos de O&M	Base	-10%	Comentarios
TIR	14,90%	16,07%	Una disminución del 10% en los costos de operación y mantenimiento me da también un pequeño incremento en la TIR del proyecto, pero es muy poco sensible a esta variación.

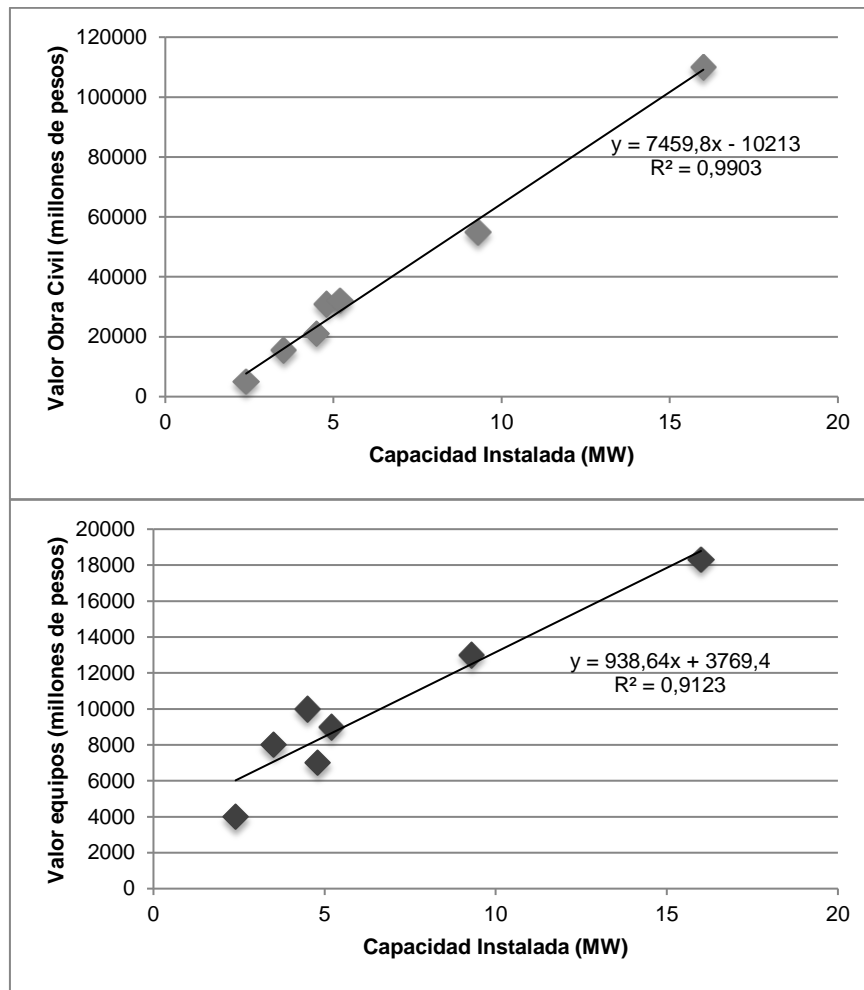
			Un esfuerzo para reducir los costos de operación y mantenimiento no ayuda a aumentar las TIR del proyecto.
--	--	--	--

Debido a que en todos los escenarios evaluados no se alcanza tasa de referencia, se concluye que bajo esta metodología el proyecto no es económicamente atractivo, lo cual es la finalidad del análisis de inversiones.

Respecto al análisis de sensibilidad, este se comporta de manera similar en los proyectos similares evaluados.

- La variación en la generación de energía en un proyecto como los evaluados, se da de acuerdo con la disponibilidad hídrica, factor que varía únicamente de acuerdo con el régimen de lluvias. Teniendo en cuenta que el factor de planta representa el porcentaje año en el cual se podrá generar a máxima capacidad (capacidad instalada), la presencia de aumento en la generación se da en épocas lluviosas y van a afectar de manera directamente proporcional la TIR del proyecto.
- Proyectos de estas capacidades generalmente transan su generación mediante contratos de largo plazo, los cuales prevén tarifas fijas indexadas al IPP. Por lo tanto, no es frecuente que se generen modificaciones en el precio base que modifiquen los ingresos.
- Los costos de inversión de mayor proporción en los presupuestos se encuentran asignados a la obra civil y los equipos electromecánicos. De acuerdo con las siguientes gráficas, estos valores tienen una tendencia lineal respecto a la capacidad instalada del proyecto. Por lo tanto, variaciones que generen aumento en el presupuesto de inversión inferirán negativamente en la variación de la TIR.
- Los costos de O&M no afectan de manera sustancial la TIR.

Figura 3-2: Valor de obra civil y de equipos electromecánicos vs capacidad instalada



Dado lo anterior, para proyectos de similares características, el análisis de sensibilidad generará resultados similares a los arrojados en la evaluación del presente proyecto, cumpliendo con este criterio en la valoración de la adicionalidad.

D. Paso 3: Análisis de barreras

La actividad del proyecto no aplica para un análisis de barreras, debido a que no se presentan restricciones para que el proyecto se adelante sin ser certificado como un Mecanismo de Desarrollo Limpio.

E. Paso 4: Análisis de práctica común

Este análisis se realiza delimitando el área geográfica al país donde se desarrolla el proyecto, en este caso Colombia.

Lo primero es calcular la capacidad aplicable o rango de salida como +/- 50% de la capacidad total de diseño o de salida de la actividad del proyecto propuesto.

Para el análisis de la práctica común, se utiliza la capacidad instalada de 19,4 MW, y por lo tanto la gama aplicable como +/- 50% de la capacidad, es de 9,7 MW.

Se identifican los proyectos similares (tanto del MDL y no MDL).

La información acerca de todas las centrales operativas conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se obtiene a partir XM. Las siguientes plantas de energía tienen una capacidad de generación de energía dentro de la gama de la capacidad.

Tabla 3-5: Plantas de energías en el mismo rango de capacidad (+/- 50%)

Planta	Capacidad (MW)	Recurso	MDL
Sueva 2	6	Agua	
Río Frío II	10	Agua	
Santa Ana	8	Agua	X
Guavio Menor	9,9	Agua	
Rionegro	9,6	Agua	
Nima	6,7	Agua	
Agua Fresca	7,29	Agua	X
Termobolivar I	9,7	Gasolina	
Caruquia	9,5	Agua	X
Guaniquitas	9,5	Agua	X
Purificación	8	Carbón	

Dentro de los proyectos identificados en la tabla anterior, se identificaron los proyectos de MDL y los que no.

De las 11 pequeñas plantas de energía del mismo rango de capacidad, existen 4 proyectos registrados en proyectos MDL; por lo tanto $N_{all} = 7$.

Dentro de plantas identificadas, se deben identificar los proyectos cuya tecnología aplicada difiere en la actividad del proyecto propuesto.

De las identificadas en la tabla anterior solo dos difieren en la fuente de energía puesto que utilizan combustibles fósiles para generar energía térmica, las cuales son Termobolivar 1 y Purificación. Para las demás plantas su fuente de energía es el agua, son a filo de agua y no requieren de embalse.

Sin embargo, el sector eléctrico sufrió una importante reforma en el año 1994, cuando se promulgaron las leyes 142 y 143, que definen la estructura del mercado actual y marco regulatorio. Las plantas de energía implementadas antes de ese año o inmediatamente después de estos (año 1994-1995) tenían un marco jurídico y normativo completamente diferente durante la planificación y ejecución del proyecto; y por lo tanto, de acuerdo con la metodología, se consideran "diferentes tecnologías" a la actividad del proyecto propuesto. Los siguientes 3 proyectos entraron en funcionamiento antes de la nueva ley de energía: Río Frío II, Rionegro y Nima.

Finalmente, la planta Sueva 2 que es de Cemex Energy S.A.S se excluye, pues a pesar que es una pequeña central hidroeléctrica a filo de agua, fue construida para abastecer parcialmente a una planta de fabricación de cemento y por lo tanto tenía diferentes condiciones para la decisión de inversión.

Basados en estos criterios, el número total de plantas diferentes es $N_{diff} = 6$.

Se calcula el el factor F, el cual se presenta en la, que representa el porcentaje de plantas que utilizan una tecnología similar a la utilizada en la actividad del proyecto propuesto.

$$F = 1 - N_{diff}/N_{all} \dots\dots\dots(3-3)$$

Según las directrices, el proyecto se considerará como una práctica común si el factor F es mayor que 0,2 y $N_{all} - N_{diff}$ es mayor que 3.

Luego,

$$N_{all} - N_{diff} = 7 - 6 = 1 < 3 \dots\dots\dots(3-4)$$

$$F = \frac{1 - N_{diff}}{N_{all}} = \frac{1 - 6}{7} = -0,7143 < 0,2 \dots\dots\dots(3-5)$$

Con base en estos criterios, el proyecto no se considera una práctica común.

F. Conclusión del análisis de la adicionalidad

Dado que la actividad del proyecto no es económicamente atractiva (Paso 2) y el análisis de la práctica común demuestra que no es negocio usual (Paso 4), la actividad del proyecto propuesto se considera como adicional.

3.3.3 Cuantificación de reducción de emisiones de gei y remoción

A. Línea base

De acuerdo con lo estimado en el ítem A del presente documento,

$$BE_y = 41303 \frac{t CO2}{año}$$

B. Emisiones del proyecto

Dado que la actividad del proyecto no tiene embalse (generación a filo de agua), este paso no es necesario y las emisiones del proyecto son cero: $PE_y = 0$.

C. Fugas

No se consideran las emisiones de fuga por lo dispuesto en la metodología: $LE_y = 0$.

D. Resumen de la reducción de GEI y remoción

Dado que tanto las emisiones del proyecto como las de fuga son cero, las emisiones reducidas se dan directamente como las emisiones línea base de la siguiente manera:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y = BE_y \dots\dots\dots(3-6)$$

$$ER_y = 41303 \frac{t CO2}{año}$$

Las reducciones estimadas durante el período de acreditación del proyecto se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3-6: Estimación de reducción de emisiones en periodo de acreditación del proyecto

Años	Estimación de la emisiones de la línea base(tCO ₂ e)	Estimación de las emisiones del proyecto (tCO ₂ e)	Estimación de la emisiones fuga (tCO ₂ e)	Estimación de la reducción neta de las emisiones(tCO ₂ e)
2018	41.303	0	0	41.303
2019	41.303	0	0	41.303
2020	41.303	0	0	41.303
2021	41.303	0	0	41.303
2022	41.303	0	0	41.303
2023	41.303	0	0	41.303
2024	41.303	0	0	41.303
Total	289.121	0	0	289.121

3.3.4 Costos de venta de los bonos en el Mercado Voluntario

De acuerdo con información suministrada por la Fundación Natura y la Bolsa Mercantil de Colombia, el precio de transacción de un Créditos de Reducción Verificadas de la emisión de carbono, VERs por sus siglas en inglés oscila entre los 5 y los 6 USD por tCO₂e; mientras que en el mercado regulado se encuentra entre 0,23 y 0,26 USD (SENDECO2, 2017).

Para el proyecto en particular mediante un contrato forward, equivaldría en el Mercado Voluntario a unos 206.515 USD vs 9.500 USD en el Mercado Regulado.

Si tomamos en cuenta los precios de referencia del año 2015 para los bonos certificados bajo VCS, tenemos que el precio por cada Ton/CO₂ eq es de 3,55 USD, lo que para este proyecto en particular se traduciría en unos 146.625,65 USD por año de acreditación contra unos 9.500 USD en el Mercado Regulado.

Esto debido a las condiciones actuales de mercado y a la falta de ratificación de un período adicional para el Mercado Regulado, lo cual hace que las reducciones certificadas se transen con mayor facilidad y con mejor rentabilidad de forma voluntaria, a partir de la participación de empresas que buscan por algún motivo particular reducir su huella de carbono.

De acuerdo con la información de la Fundación Natura, los bonos certificados provenientes de proyectos de energías renovables son de alta demanda y por lo tanto tienen un mejor precio de mercado.

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Preguntas de Investigación

4.1.1 Pregunta 1

El capítulo 2 del presente documento se encarga de abordar la evolución del mercado del carbono en el mundo, América Latina y en Colombia. En este se presenta como el Mercado del Carbono se encubó desde el surgimiento del PK y se afianzo en su período de implementación.

Este protocolo los países listados en el Anexo 1, y en especial la UE generaron sus compromisos y estrategias para reducir sus emisiones en los porcentajes acordados durante el período establecido; a través de la implementación de diferentes mecanismos.

Es así como aquellos países que no figuraron en este listado iniciaron en la promoción de proyectos de MDL, los cuales favorecieron el cumplimiento de las metas de los países industrializados. Asia y El Pacífico han aprovechado de manera ejemplar esta oportunidad de mercado, abarcando a la fecha el 80% de los proyectos certificados en el mundo. Latinoamérica con un 13% se posiciona en el segundo lugar, destacándose Brasil y México, los cuales aportan más del 50%.

Colombia ha participado de manera pasiva en el MR del carbono y casi ausente en el MV, pese al potencial que como país biodiverso le permite competir hombro a hombro con sus vecinos, ostentando un pobre 0,07% del aporte de América Latina.

Sin embargo, esta posición podría cambiar con la creación del Mercado Voluntario en el país, que aunque aún es un poco desconocido y se encuentra dando sus primeros pasos, los compromisos de Colombia en el COP-21 y el creciente compromiso de los empresarios podrían impulsar el surgimiento y posicionamiento de este mercado de carbono.

4.1.2 Pregunta 2

Desde el 2008 hasta la fecha, dentro del mercado regulado, los CER's y los EUA's han presentado tendencias negativas, con presencias de épocas pico a mediados del 2008 y a mediados del 2012. Posterior a la vigencia del período de compromiso, los precios de los CER's se fueron en picada, llegando a valores cercanos a los 0,2 EUROS. Los precios de los EUA's posterior al 2012 se han encontrado en precios variables entre los 5 y los 9 EUROS.

Para el mercado voluntario la tendencia no es tan sencilla de identificar, ya que las transacciones se realizan de manera directa entre el vendedor y el comprador, y los valores varían de acuerdo al estándar utilizado, al tipo de proyecto validado, cantidad de Emisiones Reducidas a validar y fecha de validación. Sin embargo, para Colombia, los precios del mercado voluntario parecen ser prometedores y mucho más beneficiosos económicamente hablando respecto a los CER's, en cuanto a que se reportan precios de transacción de entre 5 y 6 USD por cada VER comercializado.

4.1.3 Pregunta 3

Con los nuevos compromisos establecidos en el COP-21 para la reducción de los GEI, el país se compromete con una meta ambiciosa a largo plazo, tal y como se presenta en el Capítulo 2 del presente documento, en el cual se evalúan las proyecciones de emisiones de carbono por sectores y bajo el supuesto de que las condiciones continúen bajo la misma tendencia, se tendría para el año 2030 un valor de 299,78 Mton CO₂; lo que implica que la meta de reducción de emisiones tiene un valor aproximado de 90 Mton CO₂.

Este compromiso duplica los valores transados en el Mercado Voluntario a nivel mundial durante el año 2015 y equivale a casi 20 veces las unidades de carbono validadas en el Mercado Regulado durante este mismo año.

El MV constituido en el país versus la meta interna puede favorecer los precios de bonos transados; puede ser promovido mediante el establecimiento de políticas de reducción de la huella de carbono, de transformación tecnológica y de contribución a la sostenibilidad ambiental.

En esta vía, la Ley 1816 de 2016, por medio de la cual se adoptó la nueva Reforma Tributaria que empezó a regir el 1 de enero del 2018, incluye en su Parte IX el “Impuesto Nacional al Carbono”, el cual es un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles. Esta ley se complementa con el Decreto 926 del 2017, en la cual se reglamenta el Carbono Neutro; concepto a través el cual se pretende hacer efectiva la no causación de este impuesto realizando la declaración de verificación de reducciones de emisiones. Esto posibilitaría la apertura y el crecimiento del MV en Colombia.

4.2 Objetivos

4.2.1 Objetivo General

Evaluar las ventajas y desventajas que presenta para los proyectos hidroeléctricos, principalmente las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, la comercialización de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) o Verificación de Reducciones de Emisiones (VARs).

4.2.2 Objetivos Específicos

- Estimar la Reducción de Emisión de CO₂ de una PCH teniendo en cuenta la metodología establecida para los MDL validada por el Mercado Voluntario mediante el estándar Verified Carbono Standard.

El Capítulo 3.3 del presente documento presenta la aplicación detallada de la metodología validada por VCS para proyectos de energía.

- Establecer desde el punto de vista económico, la mejor alternativa de comercialización de reducción de emisiones de CO₂ con base en los valores de los CERs y los VARs.

Como se puede apreciar en las comparaciones realizadas de las evoluciones de los precios de los mercados presentada en el Capítulo 2 de este documento, la falta de obligatoriedad actual frente a compromisos de reducción de emisiones ha afectado notablemente el precio de los CER's. No obstante, el precio de los VER's se sostiene en mejores condiciones, ya que estos se comercializan bajo la voluntad de compra de un interesado particular.

Estas comparaciones se pueden apreciar en el Capítulo 3.3, en el cual por medio del estudio del caso, se estimó el costo promedio de venta de los bonos con base en los precios actuales reportados por la Bolsa Mercantil de Colombia y con base en los valores publicados al 2015 de los precios de los bonos de carbono de acuerdo a la metodología de validación.

En ambos casos estos valores superan de manera considerable los precios para los CER's.

Esto favorece entonces la comercialización estas reducciones verificadas a través de mercados voluntarios y en Colombia específicamente, esta oportunidad puede estar en creciente posicionamiento, teniendo en cuenta el nuevo Mercado Voluntario de Bonos de Carbono operado por la Bolsa Mercantil de Colombia, el cual genera una nueva oportunidad de mercado para los desarrolladores de este tipo de proyectos haciendo estos procesos nuevamente atractivos no solo por su reconocimiento hacia la sostenibilidad, o por sus beneficios tributarios, sino también como opción adicional de ingresos para su desarrollo.

- Evaluar la mejor alternativa para la comercialización de las reducciones CO₂ de emisiones con base en los co-beneficios que establezca el Mercado Regulado y el Mercado Voluntario de emisiones.

El Mercado Voluntario ha adaptado en gran parte las metodologías propuestas para la certificación de reducción de emisiones del Mercado Regulado. Es por esto, que es poca la diferencia entre los requisitos de una a otra y para el caso particular de proyectos de generación de energía de pequeñas centrales hidroeléctricas se adapta exactamente a la metodología del MDL. Esta metodología no contempla en sus alcances beneficios adicionales a la reducción misma de GEI. Se limitan a verificar el cumplimiento de los requisitos normativos entre los cuales se encuentran los permisos o licencia ambiental para este caso particular. Más allá de que la comercialización de la reducción de emisiones en uno u otro mercado ofrezca beneficios per se, la comercialización de bonos a través de Mercados Voluntarios por aquellas partes no reguladas se realiza en si misma por esos co-beneficios que de esto se derivan, ya que más allá del beneficio económico de la comercialización de estos, se presentan exenciones

tributarias, buena reputación, posicionamiento comercial y/o oportunidades de competitividad.

Finalmente, para proyectos de generación de energía, específicamente Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, la comercialización de los bonos de reducción de emisiones de GEI a través de Mercados Voluntarios puede tener las siguientes ventajas sobre el Mercado Regulado:

- Oportunidad de comercialización diferente a la obligatoria regulada por el PK y más teniendo en cuenta la no ratificación actual del acuerdo.
- Disponibilidad de mercados locales emergentes y de iniciativas que apuntan al cumplimiento de las metas del COP-21.
- Creciente compromiso empresarial para compensar sus emisiones de GEI en la búsqueda de beneficios particulares, los cuales promueven el mercado.
- Beneficios tributarios.
- Mejores precios de venta actualmente debido al estado del Mercado Regulado.

Como desventaja se encuentra el tema de costos de registro y validación los cuales son leventes menores a los requeridos para el mismo proceso en el Mercado Regulado. Además, el MV sigue un ciclo de proyecto relativamente análogo al del MDL: involucran la preparación de un documento de diseño de proyecto, requieren la validación por parte de empresas de auditoría independientes (muchas de los cuales están también acreditadas para operar bajo el MDL) y exigen registros y verificaciones recurrentes a fin de lograr la expedición de créditos de carbono.

4.3 Recomendaciones

Como trabajo futuro sería interesante identificar cómo se comportan los precios para proyectos que no se tienen contemplados dentro del Mercado Regulado, y que por lo tanto tienen como única alternativa la comercialización de estas reducciones de emisiones de GEI en el marco del Mercado Voluntario.

Revisar también las propuestas metodológicas y sus puntos de similitudes y diferencias, tomando como referencia en MDL la alternativa de tipología de proyecto que más cerca se encuentre del proyecto evaluado en el marco del mercado voluntario.

Dentro del alcance de las metodologías de evaluación de los proyectos de energía, sería de importancia el proponer una metodología para evaluar la adicionalidad de los proyectos de energía, mediante la inclusión de variables que contemplen la influencia del desarrollo del proyecto sobre los elementos socio ambientales, y que más allá de verificar un cumplimiento de un requisito legal, validen la sostenibilidad y los beneficios a corto, mediano y largo plazo traen estos desarrollos para las regiones en las que se establecen.

Bibliografía

Alexander, E., & Grisales, D. (2013). Sistemas de bono de carbono como fuente de restauración del capital natural en proyectos hidroeléctricos, 90. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/20391>

Álvarez, A., Burgos, A., & Sierra, J. (2017). CRECIMIENTO VERDE EN EL SECTOR ENERGÉTICO Y SUS DESEMPEÑO ECONÓMICO GENERAL : DESARROLLO Y.

Bredin, D., & Muckley, C. (2011). An emerging equilibrium in the EU emissions trading scheme. *Energy Economics*, 33(2), 353–362. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.06.009>

Cardenas A., L. (2011). Modelado del mercado de Carbono de la Unión Europea y sus implicaciones sobre el sector eléctrico. Universidad Nacional de Colombia.

Centeno, J. C. (2015). Bonos de carbono en América Latina. Revista Forestal Iberoamericana. Disponible En: [Http://www. Estrucplan. Com. Ar/articulos/verarticulo. Asp](Http://www.Estrucplan.Com.Ar/articulos/verarticulo.Asp), 1, 106–109.

Correa, J. A. (2008). Oportunidades para el Sector Energético Colombiano dentro del Marco del Protocolo de Kyoto.

Costa Martins, D. E., Bernardini Seiffert, M. E., & Dziedzic, M. (2013). The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. *Renewable Energy*, 60, 643–647. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.021> Technical note

Creti, A., Jouvét, P. A., & Mignon, V. (2012). Carbon price drivers: Phase I versus Phase II equilibrium? *Energy Economics*, 34(1), 327–334. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.11.001>

DOCE Diario Oficial de la Unión Europea. (2003). Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen

para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del, 37–39.

Fernandez, L. G., Soares, D., Cardoso, A., Alvarez, G., & Silveira, J. C. (2015). Mercado Voluntário de Carbono: Análises de Cobenefícios de Projetos Brasileiros Voluntary Carbon Markets: Analysis of Co-benefits of Brazilian Projects. *RAC, Rio de Janeiro*, 19(1), 45–64.

Finanzas del Carbono, Plataforma sobre financiamiento climático para Latinoamérica y el Caribe (2017), from <http://www.finanzascarbono.org/>

Forest Trend. (2016). Raising Ambition State of the Voluntary Carbon Markets 2016. Retrieved from http://forest-trends.org/releases/uploads/SOVCM2015_FullReport.pdf

González, C. (2014). Los bonos de carbono una oportunidad para Colombia. Retrieved June 2, 2017, from <http://twenergy.com/co/a/los-bonos-de-carbono-una-oportunidad-para-colombia-1534>

Grisales D., E. A. (2013). Sistemas de bono de carbono como fuente de restauración del capital natural en proyectos hidroeléctricos. Universidad Nacional de Colombia.

Kossov, A. (2012). State and Trends of the Carbon Market, (May).

Macines Romero, R. N. (2009). El mercado de carbono y el financiamiento de proyectos hidroeléctricos en el Perú. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

MADS. (2015). Bonos de Carbono, (8).

Nejat, P., Jomehzadeh, F., Mahdi, M., & Gohari, M. (2015). A global review of energy consumption , CO 2 emissions and policy in the residential sector (with an overview of the top ten CO 2 emitting countries). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 843–862. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.066>

Ortega, S.C., García-Guerrero, C-A. Ruíz, J. S. & J. D. V. (eds). (2010). *Deforestación Evitada*.

Pouillard, E. (2011). Análisis comparativos de los bonos de carbono generados a partir de Proyectos de Compensación intercambiados en el Mercado Voluntario del Carbono en Europa. *Faculté Des Sciences Montpellier*.

SENDECO2. (2017). Precios CO2. Retrieved August 5, 2017, from www.sendeco2.com/es/precios-co2

UNEP DTU Partnership. (2016). UNEP DTU Partnership. Retrieved from <http://www.cdmpipeline.org>

UNFCCC. (2005). "Tool for the Demonstration and Assessment of Additionality". *Practice*, (September), 1–16.

Zhang, Y. J., & Wei, Y. M. (2010). An overview of current research on EU ETS: Evidence from its operating mechanism and economic effect. *Applied Energy*, 87(6), 1804–1814. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.12.019>