

Aplicación del mercado de carbono en pequeñas centrales hidroeléctricas

Application of Carbon Market for Small Hydro

Eduardo Alexander Duque - Grisales^{a*}, Julián Alberto Patiño - Murillo^b, Luis Diego Vélez - Gómez^b

RESUMEN

Recibido: agosto 15 de 2014
Recibido con revisión: septiembre 26 de 2014
Aceptado: septiembre 29 de 2014

Con la creación del Protocolo de Kioto se introdujo en la sociedad una nueva preocupación acerca de la necesidad de limitar la cantidad de emisiones de *Gases de Efecto Invernadero*. Esta preocupación ha llevado a la creación de un nuevo mercado: el Mercado de Carbono, escenario a través del cual se desea crear un precio común para este elemento. En este mercado se otorga un tipo de bonos llamados *certificados de reducción de emisiones* a los proyectos que por su actividad reducen la cantidad de Gases de Efecto Invernadero. Los proyectos hidroeléctricos se encuentran entre los más susceptibles de recibir este tipo de incentivos. 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* contrasta con el amplio potencial hidroenergético disponible. Este trabajo explora la aplicación de algunas metodologías existentes para la valoración económica de las emisiones reducidas en proyectos hidroeléctricos y su impacto en el sector eléctrico colombiano.

PALABRAS CLAVE

Mercados de carbono; Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL); central hidroeléctrica.

ABSTRACT

With the creation of Kyoto Protocol, a new concern about the urgent need to limit the amount of emissions of green house gases was introduced into society. This concern has led to the creation of a new market: the Carbon Market scenario through which the society wants to create a common price for this element. This kind of market provides a type of so-called Certified Emission Reductions, to the projects that by their activity reduce the amount of green house gases. Hydropower projects are among the most likely to receive this type of financial incentive. Although such initiatives are very common in countries like Brazil, Chile and Central America, in Colombia, the small number of projects under this kind of feature of Clean Development Mechanism, contrast to the large hydropower potential available. This work explores the application level of the some existing methodologies for economic valuation of reduced emissions by hydroelectric projects and their impact on the Colombian electricity sector.

KEYWORDS

Carbon Market; Clean Development Mechanism (CDM); Hydroelectric Power.

^a*Institución Universitaria Esumer,
Facultad de Estudios Empresariales y
de Mercadeo Medellín,
Calle 76 No. 80-126
Carretera al Mar, Medellín, Colombia.
Tel.: + 57(4) 4038130
eduardo.duque@esumer.edu.co

^bUniversidad Nacional de Colombia,
Facultad de Minas,
Calle 59A No 63 - 20
Medellín, Colombia.
Tel.: + 57(4) 4255287
japatin0@unal.edu.co
lvelez@unal.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

El mundo cuestiona la generación eléctrica con combustibles fósiles por la emisión de dióxido de carbono, que tiene incidencia en el efecto invernadero y el cambio climático. Las variaciones ambientales que se producen a nivel global han planteado la responsabilidad que deben asumir las naciones, y en especial los actores del sector industrial y empresarial como principales agentes de este cambio [UNFCCC, 2013; Vitousek, 1992]. Este fenómeno ha llevado a la creación de un nuevo mercado: el Mercado de Carbono, un sistema de comercialización de reducciones de emisiones. Este mercado representa el lugar mediante el cual los gobiernos, empresas o instituciones pueden comprar y vender reducciones de gases efecto invernadero (GEI). Los aprovechamientos hidroeléctricos se encuentran entre los más populares de los proyectos susceptibles de recibir certificados de reducción de emisiones [World Bank Institute, 2012].

El *mercado de carbono* surgió para incorporar diferencias entre naciones en el costo de reducción de GEI, al aprovechar los menores costos marginales de aquellos que pueden ser oferentes y el interés de quienes participan como compradores. En efecto, los países industrializados, por lo general, cuentan con tecnologías más eficientes, razón por la cual el costo de oportunidad de reducir las emisiones de GEI en esos países resulta mayor al costo de realizar dichas inversiones en países en vías de desarrollo. Por tanto, este mercado ha creado una serie de oportunidades para los países que, como Colombia, se encuentran en desarrollo, dado que permite apoyar proyectos registrados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y generar ingresos adicionales a los que podrían derivarse de un determinado proyecto de inversión o negocio, así como acceder a tecnología amigable con el medio ambiente.

Una de las instalaciones más contaminantes con dióxido de carbono (CO_2) es una planta de generación de electricidad que consuma carbón, y, por esa razón, se le utiliza como patrón de comparación. De esta manera, un proyecto que produzca o utilice energía limpia evitará la emisión de carbono en forma proporcional a la cantidad generada por dicha planta. Bajo esta premisa, las centrales hidroeléctricas son consideradas como energía renovable con cero emisiones de GEI [Martins, et al., 2013; Zhou, et al., 2009]. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los proyectos hidroeléctricos presentan un impacto ambiental negativo en su construcción, generado por las alteraciones en los usos del suelo y por la implementación nuevas obras. Los embalses de plantas hidroeléctricas en las zonas tropicales contribuyen con las emisiones a la atmósfera de GEI, y en particular de CH_4 y CO_2 . Varios autores [Abril et al., 2005; Barros & Tiago Filho, 2012; Devault, et al., 2007; Murtishaw, et al., 2006; van de Vate, 1997] han llevado

a cabo estudios de las emisiones de gases de efecto invernadero y de los diferentes impactos ambientales producidos por embalses artificiales [Devault et al., 2009].

Colombia, y más específicamente Antioquia, tienen un potencial hidroeléctrico abundante y de buena calidad, gracias a la afortunada combinación de aguas ricas en caudal y regulación natural, caídas topográficas abundantes y condiciones geológicas estables en el subsuelo. Así mismo, cuenta con aceptable infraestructura de conectividad tanto vial como eléctrica para facilitar acceso a zonas de proyectos y permitir el transporte de la energía producida.

En Antioquia se han tenido experiencias positivas con MDL. Empresas Públicas de Medellín ha vendido bonos de la central eólica Jepirachi e invertido parte de los ingresos en obras de beneficio de la comunidad indígena wayuu y avanza en el proceso de vender la reducción de emisiones de las centrales La Vuelta y La Herradura. Generadora Unión ha vendido reducción de emisiones de la hidroeléctrica Agua Fresca, en Jericó, y ha cedido al municipio el 20% de esos ingresos, con los que se ha sostenido el jardín botánico de la población [BIRD, 2011]. También ha vendido las emisiones evitadas en la hidroeléctrica Amoyá, Tolima, y le ha cedido a la comunidad una parte importante de los ingresos. Colinversiones está tramitando la venta de reducción de emisiones de Hidromontañas y se propone invertir parte de los ingresos en protección ambiental de la cuenca del río Grande [BIRD, 2011].

Estas características anteriormente mencionadas, permiten que las centrales hidroeléctricas en Antioquia presenten las condiciones necesarias para desarrollarse sustentablemente y beneficiarse de la emisión de bonos de carbono sin impactar negativamente el ambiente. Por otra parte, los aprovechamientos hidroeléctricos pueden utilizarse como un instrumento para generar recursos que apalanquen el desarrollo rural [Purohit, 2008], no solamente por medio de los mecanismos tradicionales de las transferencias y los impuestos que se pagan a los municipios y a las corporaciones autónomas regionales, sino también mediante la conformación de cadenas productivas en las regiones y la generación de recursos provenientes del Mecanismo de Desarrollo Limpio, a través de la venta de bonos de carbono.

Para cuantificar los bonos de carbono se pueden aplicar las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático (CMNUCC), según el cumplimiento de condiciones como el tipo y tamaño del proyecto, fuente de energía utilizada y ámbito sectorial, por mencionar algunas [World Bank Institute, 2012]. Estas metodologías son, en síntesis, modelos de valoración económica de emisiones que permiten determinar el potencial de reducción de emisiones de un proyecto.

El objetivo de este trabajo consiste en la aplicación de algunas metodologías existentes para la valoración económica de las emisiones reducidas en la central hidroeléctrica del Río Aures y su impacto en el sector eléctrico colombiano.

Este documento está organizado de la siguiente manera: El capítulo dos se concentra en introducir al lector en los conceptos básicos del Mercado de Carbono, permitiendo conocer su nacimiento y las características del mismo. El tercer capítulo está dedicado a discutir los avances y trabajos recientes en el tema de Mercado de Carbono en proyectos hidroeléctricos, resaltando las experiencias MDL en centrales hidroeléctricas en Colombia y América Latina. Finalmente, en el capítulo 4 se presenta una discusión sobre las oportunidades que tiene el Mercado de Bonos de Carbono para los proyectos hidroeléctricos en Colombia, en particular para la región de Antioquia y sus implicaciones tanto económicas como ambientales en sus localidades de origen. Al mismo tiempo, se plantean unos posibles estudios futuros.

2. LOS BONOS DE CARBONO PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto otorga un tipo de bonos llamados CERs a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones de GEI, que pueden ser vendidos a actores industrializados como “permisos” para emitir más GEI del autorizado y comercializarlos en la bolsa de valores como bonos de carbono [PNUMA & UNFCCC, 2002]. Varios autores han discutido el uso de sistemas de energía renovables en lugar de sistemas de energía convencionales en proyectos MDL y sus impactos sociales, económicos y ambientales, mostrando tendencias a la reducción total de las emisiones como producto de la instalación de sistemas de energía renovable en zonas remotas [Mol, 2012; PNUMA & UNFCCC, 2002; World Bank Institute, 2009].

El mercado del MDL 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 CERs, la cual es realizada centralizadamente por la Junta Ejecutiva del MDL, de acuerdo a los marcos formales establecidos en la UNFCCC.

2.1. Ciclo de los proyectos MDL

A continuación se describe el modelo general de valoración económica del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Todo proyecto que busca ser acreditado como MDL debe seguir el mismo criterio y completar los mismos pasos para que pueda negociar sus reducciones cuantificadas de gases de efecto invernadero en el mercado de carbono. Este proceso se llama comúnmente el ciclo del proyecto MDL [Eiguren, 2004].

El primer paso es determinar si el proyecto es elegible como MDL y el último es la certificación y venta de los Certificados de Emisiones Reducidas. El CER representa una tonelada de CO₂ equivalente reducida certificada por la Junta ejecutiva del MDL¹ y por tanto válido para ser usado por los países con compromisos de reducción de GEI en el marco del Protocolo de Kioto [Tanwar, 2007].

La cesión a la comunidad de una parte de los ingresos por la venta de los CER genera desarrollo y bienestar en la zona, facilita el proceso de aprobación y negociación de los certificados y reduce el componente de riesgo del país en los créditos para los proyectos. Esta venta de certificados de reducción de emisiones de dióxido de carbono representa una buena oportunidad de ingresos y beneficios sociales para Colombia, en especial si se aprovecha con las pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas [BIRD, 2011].

2.2. Experiencias MDL para centrales hidroeléctricas en América Latina y Colombia

Latinoamérica se ha convertido en el principal proveedor de proyectos MDL en el mundo debido, entre otras cosas, al apoyo institucional por parte de los gobiernos de la región con la implementación del Protocolo de Kioto, a contar con sistemas de aprobación de proyectos MDL funcionando favorablemente, y a la presencia de expertos locales en las instituciones de promoción del MDL. Entre estos proyectos se encuentran los aprovechamientos hidroeléctricos como proyectos susceptibles de recibir certificados de bonos de carbono [Aragón, 2008].

Diversos autores [Abril et al., 2005; Martins, et al., 2013; UNEP, 2004; Van Vuuren et al., 2003] han evaluado proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) como candidatos para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Tecnologías de energía renovable, que incluyen PCH, pueden contribuir a la sostenibilidad global a través de la mitigación de GEI [BIRD, 2011; Mol, 2012]. Además, estudios en países en desarrollo muestran que la inversión en tecnologías más eficientes, el uso racional de la energía y la sustitución de combustibles fósiles por renovables, reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Dado que las PCH 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 [E. Lokey, 2009].

¹ La junta ejecutiva del MDL fue establecida por el artículo 12 del Protocolo de Kioto. Su función principal es supervisar el MDL y las entidades operacionales que certifican las reducciones de emisiones de proyectos del MDL

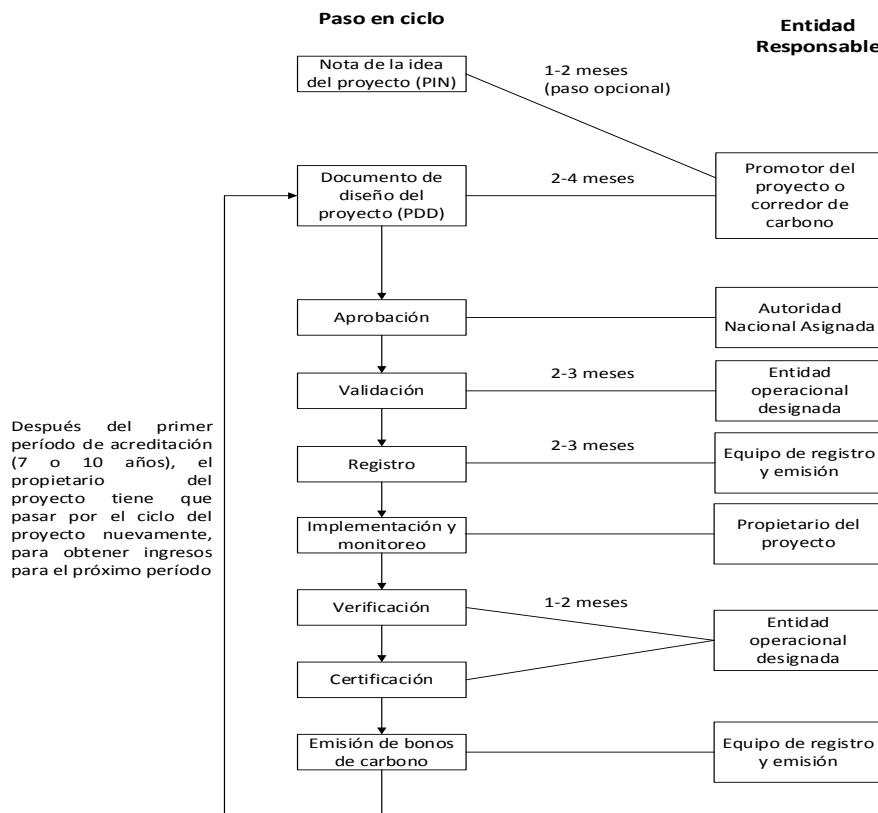


Figura 1: Ciclo del proyecto MDL
Fuente. [UNEP, 2004]

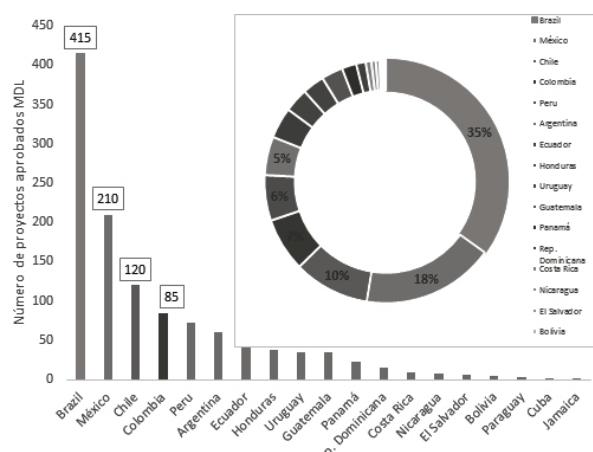


Figura 2: Proyectos MDL aprobados por la UNFCCC en América Latina.
Fuente. [UNFCCC, 2013] Elaboración propia

Hasta el año 2013, se tienen registrados ante la UNFCCC 317 proyectos hidroeléctricos de diferentes países de América Latina, de los cuales el 8,52% de los proyectos fueron presentados por Colombia [Forest Trends Association, 2013] (Ver Figura 3).

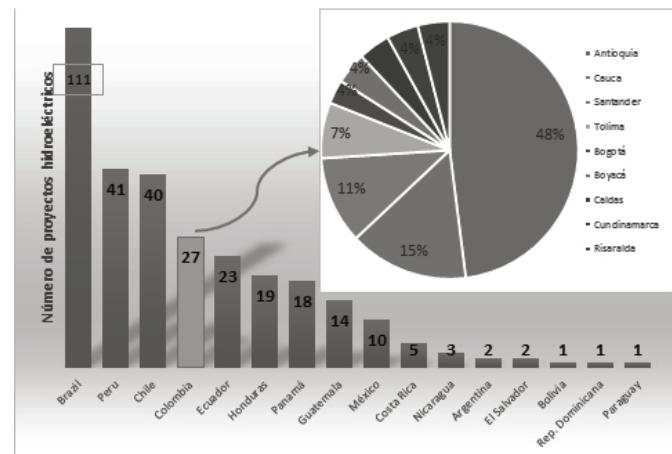


Figura 3: Proyectos hidroeléctricos registrados ante la UNFCCC en América Latina.
Fuente. [UNFCCC, 2013] Elaboración propia

La mayor participación de proyectos hidroeléctricos en la cartera de proyectos MDL de la región se debe, entre otras razones, a que son proyectos que generalmente reducen importantes cantidades de emisiones, lo que permite contar con ingresos importantes por su venta y costear los costos de transacción de la operación MDL [Barros & Tiago Filho, 2012]. Además, es relativamente sencillo calcular la cantidad de emisiones que reducirían así como

establecer el plan de monitoreo y verificación. Estos proyectos, y en general los proyectos de generación eléctrica interconectados a las redes eléctricas nacionales, como la mayoría de los eólicos, cuentan con criterios, desarrollados principalmente por el Banco Mundial, para establecer su potencial de agregación al sistema [Eguren, 2004].

2.3. Centrales Hidroeléctricas

El fuerte crecimiento de la demanda de energía en el mundo, y especialmente en Latinoamérica, ofrece grandes posibilidades de aprovechamiento de los recursos energéticos naturales. Según cifras de la Agencia Internacional de Energía (IEA) el consumo eléctrico en Latinoamérica alcanzó los 850,000 GWh (gigavatios-hora) en 2009, siendo la energía hidroeléctrica el mayor contribuyente a la producción de electricidad aportando el 65% del total. En Centro América esta cifra se eleva a más del 90% [International Energy Agency, 2013].

Una central hidroeléctrica consiste en la producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento detrás recursos naturales: agua disponible, diferencia de alturas y geología favorable. Un proyecto hidroeléctrico requiere el mayor rigor en sus estudios técnicos, ambientales financieros para determinar la factibilidad de su construcción y operación.

Los pasivos ambientales y su influencia directa en el costo del proyecto representan uno de los aspectos más relevantes a la hora de asumir la responsabilidad de iniciar la ejecución de una hidroeléctrica. De manera integral, desde un punto de vista objetivo, los pasivos deben ser identificados y valorados de tal forma que sea posible establecer sus impactos y las medidas para mitigarlos, en una negociación responsable y comprometida con la restauración ambiental [Purohit, 2008].

En los últimos años, el sector privado se ha venido incorporando al Sector Eléctrico Colombiano en los negocios de generación, distribución y transmisión de energía, los cuales han dado lugar a la realización de grandes proyectos que se desarrollan bajo un nuevo esquema institucional y regulatorio [UPME, 2009]. Para estos procesos de negociación, se hace necesario considerar la mayor cantidad posible de variables de tipo ambiental y social que implica la realización de un nuevo proyecto hidroeléctrico.

2.3.1 La alternativa de las pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas con potencia menor de 20 megavatios se denominan Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Este tipo de unidades de generación constituyen una alternativa interesante para el sector eléctrico de nuestro país dado que, de acuerdo con la regulación vigente en Colombia, no pagan prima de respaldo por potencia y pueden colocar libremente su energía en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) [IPCC, 2011]. Estas dos ventajas son importantes como se explica a continuación.

El respaldo de potencia es la capacidad de generación de energía que se encuentra disponible para atender la demanda de electricidad en Colombia en casos de fallas de otras unidades, porque no es

necesaria para atender esa demanda en condiciones normales. Cuando se opera una planta generadora que no pertenezca al conjunto de respaldo, su propietario debe pagar una tarifa por cada unidad de energía que produzca. El dinero captado por este concepto se transfiere a las centrales de respaldo. Es poco probable que las pequeñas centrales califiquen para ser centrales de respaldo y, por tanto, deben pagar esa tarifa, excepto si su capacidad es menor a 20 megavatios [CREG, 1995].

3. IMPACTOS DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOBRE EL CAPITAL NATURAL

Con la implementación de proyectos hidroeléctricos en una comunidad se afecta su capital natural, y por consiguiente se altera la sostenibilidad del territorio. Los impactos de la construcción de represas sobre los ecosistemas son [World Commission, 2000]:

- *Impactos de primer orden* que involucran las consecuencias físicas, químicas y geomorfológicas de bloquear un río y alterar la distribución natural de las variables bióticas.
- *Los impactos de segundo orden* involucran cambios en la productividad biológica del ecosistema incluyendo los efectos sobre la vegetación de ribera, así como de los ecosistemas aguas abajo
- *Impactos de tercer orden* que involucran la alteración en la distribución de la fauna causada por los impactos de primer y segundo orden.

Los impactos ambientales, sociales y de salubridad generados por la construcción de represas han venido recibiendo una mayor atención por parte de la comunidad internacional en los últimos años [Duque, 2014]. Aunque las represas son muy importantes para el desarrollo de las sociedades, los impactos sobre los ecosistemas, los esquemas sociales, las economías locales y la salud pueden ser muy adversos, especialmente en los países tropicales.

A pesar de sus importantes emisiones de GEI a la atmósfera, la hidroenergía es considerada por muchos una fuente de energía limpia cuando se le compara con la electricidad producida por la quema de combustibles fósiles (carbón, gas, petróleo), que agravan el problema del calentamiento global. Sin embargo, no es fácil comparar el efecto climático de los proyectos hidroeléctricos con los termoeléctricos. Mientras que en las plantas de energía térmica la emisión de GEI se produce de manera constante durante toda la vida útil del proyecto, en las hidroeléctricas las emisiones de CH₄ y CO₂ se concentran en un período de tiempo y decaen antes de terminar la vida útil del embalse [World Commission, 2000].

Dado la afectación que se causa al medio ambiente, se hace necesario valorar los pasivos ambientales con el propósito de cuantificar el valor de la deuda ambiental que se deriva de la materialización del proyecto hidroeléctrico y poder determinar el valor del capital natural para su compensación en la comunidad afectada [UPME, 2002].

El concepto de pasivo siempre hace referencia a la obligación de incurrir en un gasto por una persona como consecuencia de una responsabilidad cuantificable económicamente. Obligación que puede ser contractual, impuesta por una autoridad administrativa, derivada de una decisión judicial o incluso asumida voluntaria y unilateralmente [UPME, 2002]. En otras palabras, el pasivo ambiental hace referencia a la obligación de cubrir el costo de reparar un daño al medio ambiente, impacto negativo o efecto adverso, resultado de una actividad antrópica.

Por su parte, la Ley 143 de 1994, o Ley Eléctrica establece, en los artículos 50 y siguientes, un claro deber a todas las empresas que cumplan una de las actividades de generación, transmisión, o distribución de energía, para que prevengan y controlen los factores de deterioro ambiental. Además, en el artículo 51 se señala una clara obligación a las empresas públicas, privadas o mixtas que emprendan proyectos susceptibles de producir deterioro ambiental, para que eviten, mitiguen, reparen y compensen los efectos negativos sobre el medio natural o social. También exige que todas las actividades susceptibles de producir deterioro ambiental deben obtener la licencia ambiental. En este caso el responsable también está dado por la ley al señalar que son las empresas que desarrollen algunas de las actividades relacionadas con la generación, distribución o transmisión de energía [Congreso de Colombia, 1994]. La evaluación de los costos de los impactos medioambientales como de la protección del capital natural son difíciles de determinar ya que ellos dependen de condiciones geográficas y geológicas bastante específicas [Varun, et al., 2009]. El proceso de valoración monetaria determina que el valor económico total corresponda a la suma del *valor de uso* y del *valor de no uso*. El valor de uso incluye los valores de uso directo, indirecto y opción, mientras que el valor de no uso engloba un conjunto de valores que pueden ser denominados de existencia o intrínseco [Gudynas, 2000]. En ambos casos, se hace indispensable la identificación de los bienes y servicios ambientales que hacen parte del entorno a modificar, explotar o transformar.

Los mecanismos de compensación o pago por servicios ambientales (PSA) son parte de un nuevo enfoque de conservación, que reconoce explícitamente la necesidad de crear un vínculo entre los propietarios de los ecosistemas naturales y los usuarios de los servicios que estos generan [Cordero, et al., 2008]

Los servicios ambientales de los ecosistemas son funciones ecológicas que generan beneficios económicos, ecológicos y sociales para la comunidad local, nacional o internacional [Montes del Olmo & Sala, 2007]. Según varios autores [Carraro, et al., 2012; Robertson & Wunder, 2005], los servicios ambientales objeto de compensación que se transan con mayor frecuencia, en escala significativa, son los asociados con los bosques tropicales y el mercado de carbono: conservación de cuencas hidrográficas, belleza paisajística, biodiversidad, captación y fijación de carbono.

A pesar de que existen instrumentos de regulación para la utilización adecuada de los bienes y servicios ambientales, tales como impuestos o pago de derechos de uso para actividades con costos externos, no se cuenta con el apoyo suficiente de las instituciones gubernamentales encargadas de velar por la efectiva funcionalidad de los mismos [Cordero et al., 2008]

La Figura 4 muestra el proceso para la identificación de los pasivos ambientales en el sector eléctrico colombiano, partiendo del origen de los pasivos ambientales y la conexión que existe entre estos, las normas y los estándares, los aspectos administrativos y legales ambientales, el daño ambiental, la responsabilidad legal y las externalidades.

Se debe entonces adoptar un mecanismo de pago por los servicios ambientales afectados con la implementación del proyecto hidroeléctrico. Diversos autores [Cordero et al., 2008; Norverto, 2002; UPME, 2002] proponen que este mecanismo debe comprender cinco fases:

1. Disponer de información biofísica y socioeconómica del área de estudio, que permita identificar claramente el servicio a mantener o recuperar, así como la problemática ambiental socio ambiental, especialmente las relaciones entre la población, los usos del suelo y los impactos positivos y negativos en la generación de bienes y servicios ambientales, que de estos usos se desprenden.
2. Identificar y caracterizar a los propietarios de las áreas a proteger, conservar y/o recuperar (oferta). Así como los usuarios de los servicios ambientales que dichas áreas generan (demanda).
3. Valorar económica mente el servicio ambiental a mantener y/o recuperar.
4. Analizar la factibilidad técnica, legal y financiera del modelo de compensación.
5. Diseñar el mecanismo de compensación

Después de desarrollar cada una de estas fases, se puede llegar a determinar el porcentaje de inversión que se debería entregar a la comunidad con la venta de los bonos de carbono, producto de la explotación económica del proyecto hidroeléctrico. Posteriormente, se recomienda desarrollar un plan de monitoreo para medir los resultados de las actividades de manejo y de inversión en la comunidad y su impacto en el bienestar socioeconómico de la región [Alliance, 2003; Norverto, 2002].

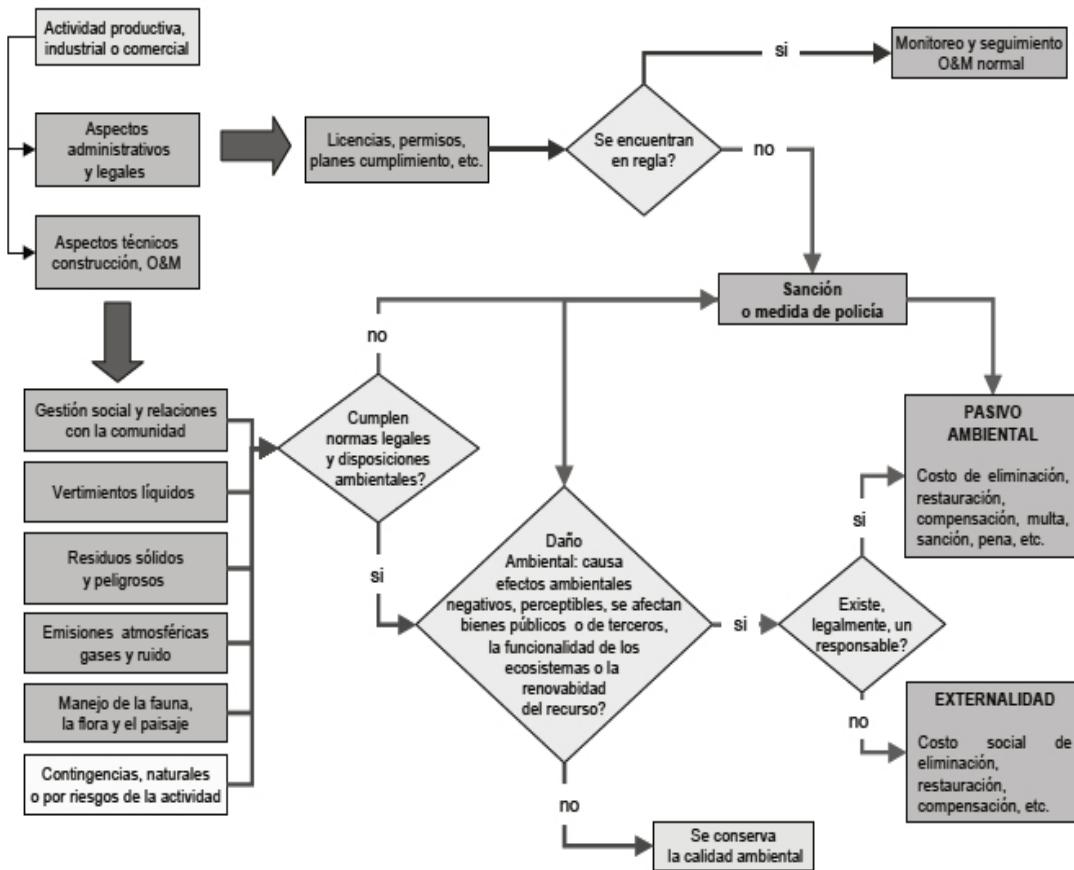


Figura 4: Origen de los pasivos ambientales en el sector eléctrico
Fuente. [UPME, 2002]

3.1. Metodologías MDL para la valoración económica de emisiones.

Para el caso específico del sector Energía se han desarrollado diferentes tipos de metodologías [UNEP, 2013]. Estas metodologías son, en síntesis, modelos de valoración económica de emisiones que permiten determinar el potencial de reducción de emisiones de un proyecto.

En la Tabla 1 se hace un recuento de las principales metodologías aplicadas a este sector.

4. ESTUDIO DE CASO: PROYECTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO AURES.

A continuación se desarrolla la metodología ACM0002 para el proyecto hidroeléctrico del río Aures. Una versión más detallada de este caso de estudio se puede encontrar en [Duque, 2014].

4.1. Descripción general de la actividad del proyecto

El proyecto hidroeléctrico del río Aures, a desarrollarse en los próximos años, se encuentra localizado al Oriente del departamento de Antioquia, en las inmediaciones de los

municipios de Sonsón y Abejorral, en un caudal de 6 m³/s, a derivarse del río Aures, para uso energético, en el sector definido por la cota 1846 msnm coordenadas X: 857.992,20, Y: 1129.416,26 para la generación de 19,9 MW con una vigencia de concesión de 25 años y con un aprovechamiento forestal de 4.161,02 m² para un volumen comercial aprovechable que asciende a 2.547,09 m² [CORNARE, 2012]

El propósito de este proyecto es generar electricidad adicional para el oriente del departamento de Antioquia y contribuir al desarrollo sostenible de la región y del país, reduciendo las emisiones de CO₂; esta afirmación se ve reflejada en lo siguiente:

1. Esta iniciativa va acorde a una nueva tendencia de fomentar la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en el país. Estas plantas contribuyen al desarrollo sostenible con pocos recursos en diferentes lugares del país.
2. Las plantas de este tipo contribuyen en la reducción de partículas contaminantes en el país, contrario a lo que ocurre con las plantas termoeléctricas.

No.	TÍTULO	PROYECTOS TÍPICOS	CONDICIONES
AM0019	“Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or supplies to a grid, excluding biomass projects”	Construcción de una planta de energía renovable de energía (excluyendo la biomasa).	Centrales con embalse con densidad de potencia mayor a 4 W/m ²
AM0026	“Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid”	Proyectos de generación de energía con fuentes renovables como hydro, biomasa, geotérmica, solar, eólica y tratamiento de basuras.	Centrales con embalse con densidad de potencia mayor a 4 W/m ³
AM0052	“Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization”	Incrementos en la generación anual de energía a través de la implementación de un sistema DDS conectado a la red.	Se debe optimizar la planta con un sistema de soporte de decisiones DSS
ACM0002	"Grid-connected electricity generation from renewable sources"	Adaptación, 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. Proyectos a filo de agua.	La metodología no es aplicable para proyectos que reemplacen combustibles fósiles en el lugar del proyecto ni a centrales que operen con biomasa.
AMS-I.D	"Grid connected renewable electricity generation"	Unidades de generación de energía renovables, como la fotovoltaica, hidroeléctrica, de las mareas / olas, eólica, geotérmica y biomasa	Se aplican unos criterios especiales para proyectos hidroeléctricos con embalse

Tabla 1: Metodologías más utilizadas en proyectos hidroeléctricos.

Fuente. (UNEP, 2013)

3. Se puede desarrollar un gran conocimiento y experiencia a nivel nacional en la construcción de este tipo de proyectos, en cuanto al desarrollo de capacidades institucionales nacionales enfocadas a la consolidación de ventajas competitivas para participar en el mercado internacional de carbono.
4. La comunidad cercana al proyecto puede obtener beneficios adicionales por la venta de servicios ambientales generados por el proyecto.

La actividad del proyecto reduce las emisiones de CO₂ en la generación de electricidad mediante el uso de fuentes de energías renovables. La actividad del proyecto sirve para desplazar el combustible que queman las plantas fósiles (una combinación de carbón y gas plantas de energía basadas en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia) con la energía limpia proporcionada por hidroelectricidad. La inclusión del proyecto en el Sistema Interconectado redistribuye el envío de todas las plantas de energía que da lugar a una generación de electricidad más eficiente de todo el sistema.

El proyecto apoyará un programa social que incluye:
a) La mejora de la salud, el acceso a los servicios de

agua, saneamiento y salud potable, b) la mejora de aquellas infraestructuras c) el acceso a la educación; d) Las actividades de comunicación de apoyo al desarrollo rural, e) Fortalecimiento comunitario y producción sostenible, y f) la conservación de cuencas.

4.2. Título y referencia de la metodología aprobada para la línea base y el monitoreo aplicado a la actividad del proyecto

De acuerdo a la matriz energética de Colombia, el tipo de datos disponibles, y de la propia actividad del MDL, el proyecto propuesto se desarrolló utilizando la metodología de línea de base ACM0002/versión 13.0.0 “Metodología Consolidada para la Generación de Electricidad de Fuentes Renovables Conectadas a la Red” [UNFCCC, 2012]

4.3. Justificación de la metodología seleccionada y de su aplicación a la actividad del proyecto

Debido a la actividad del proyecto, la metodología ACM0002 versión 13.0.0 es aplicable debido a las siguientes razones: i) El proyecto propuesto es de generación eléctrica que utiliza fuente de energía renovable y que suministra la electricidad generada a una

red eléctrica. ii) El proyecto no implica el cambio de combustibles fósiles por energía renovable en el sitio de la actividad del proyecto. iii) Los límites geográficos y el sistema de la red eléctrica del Sistema Interconectado Colombiano pueden ser claramente identificados y la información sobre las características de la red está disponible [Sathaye et al., 2004; Sharma & Shrestha, 2006]. Debido a que el proyecto es una central hidroeléctrica la metodología determina que el proyecto presenta “cero” emisiones de CO₂ [UNEP, 2004; UNFCCC, 2012].

4.4. Descripción de la identificación del escenario de la línea base

El sistema Interconectado de Colombia es un sistema de electricidad hidro-térmico, dominado por las centrales hidroeléctricas (64%) y en menor proporción por plantas térmicas (30,8%) y otras fuentes (5,2%) [UPME, 2013].

La línea base para el proyecto hidroeléctrico del río Aures se define por la electricidad despachada a la red por el proyecto que hubiera sido generada por la operación de plantas conectadas a la red y por la adición de nuevas fuentes de generación, como se refleja en los cálculos del margen combinado (CM).

Por lo tanto, el escenario de la línea base es uno en donde la electricidad que podría ser suministrada por el proyecto a la red, tendría que ser generado por otras plantas actualmente conectadas a la red nacional y por la adición de nuevas plantas al sistema, sobre la base de diferentes tipos de combustibles. Así que, la generación de la red interconectada nacional presenta resultados de emisiones de CO₂ más bajos de los que se producirían sin la implementación del proyecto.

Para este tipo de iniciativas con uso de energías renovables, no se considera la emisión de CO₂ durante la etapa de operación del proyecto [UNFCCC, 2012]. Sin embargo, diversos autores [Abril et al., 2005; Barros & Tiago Filho, 2012; Devault et al., 2009; Purohit, 2008; Timilsina & Shrestha, 2006; van de Vate, 1997] han demostrado que las emisiones generadas en el ciclo del proyecto, en particular en las actividades de implementación del proyecto (construcción, manejo de combustibles, inundación de terrenos) son considerables.

4.5. Cálculo de las reducciones de emisiones previas a la ejecución del proyecto (ex – ante)

Las emisiones del escenario de línea base corresponden a las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de combustibles fósiles que hubiese sido utilizado por las centrales de generación de energía que son desplazadas por el proyecto MDL.

Las emisiones de la línea de base se calculan como el producto del factor de emisión (tCO₂/MWh) de la red y la energía neta despachada por la actividad de proyecto.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

Donde:

BE_y = Emisiones de la línea base en el año y (t CO₂/yr)

$EG_{PJ,y}$ = Cantidad neta de generación de electricidad que se produce y se transmite a la red como resultado de la implementación de la actividad de proyecto MDL en el año y (MWh/yr)

$EF_{grid,CM,y}$ = Factor de emisión de la red, calculado como el promedio ponderado del factor de emisión del Margen de Operación ($EF_{OM,y}$) y el factor de emisión del Margen de Construcción ($EF_{BM,y}$), (t CO₂/MWh)

Se continua con el cálculo del factor de emisión, mediante el siguiente procedimiento:

Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante.
Se utiliza el Sistema Interconectado Nacional.

Paso 2. Decidir si se incluyen las plantas de generación que no están conectadas a la red (opcional).

Se decide incluir sólo plantas de energía en el sistema eléctrico del proyecto.

Paso 3. Seleccionar el método para determinar el margen de operación.

El cálculo del factor de emisión del margen de operación está basado en el método OM Simple Ajustado. Los datos seleccionados para este cálculo corresponden a un promedio de los últimos tres años de generación, con base en los datos más recientes disponibles.

Paso 4. Calcular el factor de emisión del margen de operación de acuerdo al método seleccionado.

El factor de emisión OM Simple Ajustado se calcula como la emisión de CO₂ por unidad de generación de electricidad neta (tCO₂/MWh) de una combinación de plantas low-cost/must-run (este término es ampliamente utilizado en la literatura y se refiere a plantas de bajo costo que deberían entrar al sistema) potencia (k) y otras plantas de energía (m), como se muestra continuación:

$$EF_{OM-Adj,y} = (1 - \gamma_y) \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \gamma_y \frac{\sum_k EG_{k,y} * EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (2)$$

Donde:

$EF_{OM-Adj,y}$ = Factor de emisión del margen de operación simple ajustado en el año y (t CO₂/MWh)

γ_y = Factor que expresa el porcentaje de veces en que las unidades de potencia low-cost/must-run se encuentran en el margen en el año y

$EG_{m,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh)

$EG_{k,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad k en el año y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia m en el año y (t CO₂/MWh)

$EF_{EL,k,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia k en el año y (t CO₂/MWh)

m = Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia low-cost/must-run

k = Todas las unidades de potencia low-cost/must-run conectadas en el año y

Para calcular los factores de emisión de CO₂ $EF_{EL,m,y}$ y $EF_{EL,k,y}$ se aplica la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = EF_{CO2,i,m,y} * \eta_{m,y} * CONV \quad (3)$$

Donde:

$EF_{CO2,i,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del tipo de combustible i usado por la planta m en el año y (t CO₂/TJ)

$\eta_{m,y}$ = Eficiencia del combustible de la planta m en el año y (MBTU/MWh)

$CONV$ = Factor de conversión 1 MBTU = 0.001055056 TJ

i = Tipo de combustible usado por la planta m

El conjunto de los factores de emisión de la unidad de potencia n calculado *ex-ante* se deberá revisar al inicio del próximo período de acreditación basado en los datos oficiales y la disposición del público.

En la Tabla 2 se presentan los resultados obtenidos a

partir de la ecuación 3, para el cálculo de los factores de emisión de CO₂ por unidad de potencia.

Paso 5. Identificar el conjunto de unidades de generación que serán incluidas en el margen de construcción.

La muestra de las plantas de generación más usadas para calcular el margen de construcción corresponden al conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico que comprende el 20% de la generación (en MWh) y que han sido construidas recientemente [UPME, 2009, 2013]. Con la muestra se determinó el factor de emisión del margen de construcción, obteniendo un resultado para este factor de 0.24422 t CO₂/MWh.

Paso 6. Calcular el factor de emisión del margen de construcción.

El factor de emisión del margen de construcción es el factor de generación promedio ponderado de emisiones (tCO₂/MWh) de todas las unidades de potencia m durante el último año y del que hay datos disponibles de generación de energía, calculado de la siguiente manera:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (4)$$

Donde:

$EF_{BM,y}$ = Factor de emisión del margen de construcción en el año y (t CO₂/MWh)

$EG_{m,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad m en el año y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por unidad de potencia m en el año y (t CO₂/MWh)

m = Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia low-cost/must-run

VARIABLE	2008	2009	2010
Generación Low cost/Must run (kWh)	45.984.245.807	40.677.087.860	40.503.285.282
Emisiones Low cost/Must run (tCO₂)	16.355	33.180	73.224
OM Low cost/Must run (tCO₂/MWh)	0,0003557	0,0008157	0,0018078
Generación No Low cost/Must run (kWh)	8.128.306.238	14.964.392.812	16.068.818.044
Emisiones No Low cost/Must run (tCO₂)	5.326.893	10.951.971	10.338.353
OM No Low cost/Must run	0,6553509	0,7318687	0,6433798

Tabla 2: Factores de emisión por fuente de combustible.

Fuente. Factores de emisión por fuente de combustible.

En la Tabla 3 se presentan los resultados obtenidos para este cálculo.

VARIABLE PARA EL CÁLCULO	RESULTADO
Generación total 2010 kWh	56.897.333.441
20 % Generación total 2010 kWh	11.379.466.688
Generación de las últimas 5 Plantas kWh	205.723.335
20% Generación de las últimas 5 Plantas kWh	11.748.551.458
BM 2010	0,244222184

Tabla 3: Resultados obtenidos para el cálculo del factor de emisión del margen de construcción (BM).

Fuente. [UPME, 2009] Elaboración Propia.

Paso 7. Calcular el factor del margen combinado.

A partir de la ecuación 2 se obtienen los resultados del cálculo del factor de emisión como se presenta a continuación.

VARIABLE	2008	2009	2010
OM No Low cost/Must run	0,6554	0,7319	0,6434
OM Low cost/Must run	0,0004	0,0008	0,0018
Lambda	0,3113	0,0451	0,0203
EF OM Simple ajustado; v	0,4514	0,6989	0,6303
Generación [MWh]	54.112.552	55.641.481	56.572.103
EFOM Simple ajustado 10,09,08 [tCO₂/MWh]	0,59508		
EF_{BM} 10 [tCO₂/MWh]	0,24422		
EF_{CM} [tCO₂/MWh]	0,419650		

Tabla 4: Resultados obtenidos para el cálculo del factor del margen combinado

Fuente. [UPME, 2009] Elaboración Propia.

El valor obtenido para el factor de emisión del margen combinado es 0,41965 tCO₂/MWh. A partir de este dato se pueden estimar la reducción de emisiones del proyecto.

4.6. Resumen de la estimación ex-ante de la reducción de emisiones del proyecto

Para un primer período de acreditación de 7 años, con la implementación del proyecto MDL se obtiene una reducción de emisiones de 385.818 toneladas de CO₂ que permitirían obtener unos ingresos adicionales en el mercado de bonos de carbono, como pago por los servicios ambientales. A continuación se muestra de manera simplificada los datos obtenidos de reducciones estimadas para el proyecto hidroeléctrico.

AÑO	Capacidad Instalada (MW)	Generación anual de electricidad (MWh/y)	Electricidad neta acumulada exportada a la Red (MWh)
2014	19,9	131.340	131.340
2015	19,9	131.340	262.680
2016	19,9	131.340	394.020
2017	19,9	131.340	525.360
2018	19,9	131.340	656.700
2019	19,9	131.340	788.040
2020	19,9	131.340	919.380

Tabla 5: Cálculo de las emisiones reducidas estimadas para el proyecto hidroeléctrico río Aures.

Fuente. Elaboración Propia.

En la Tabla 6 se presenta el resumen de la estimación de la reducción de emisiones para el proyecto hidroeléctrico río Aures, a partir de los datos obtenidos en anteriormente.

AÑO	Estimación de emisiones línea base (tCO ₂ e)	Estimación de emisiones (tCO ₂ e)
2014	55.117	55.117
2015	55.117	55.117
2016	55.117	55.117
2017	55.117	55.117
2018	55.117	55.117
2019	55.117	55.117
2020	55.117	55.117
Total primer período acreditación	385.818	385.818

Tabla 6: Cálculo de las emisiones reducidas estimadas para el proyecto hidroeléctrico río Aures.

Fuente. Elaboración Propia.

4.7. Ingresos esperados por venta de bonos

Existe consenso que con la venta de certificados de reducción de emisiones de GEI incrementa la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos y al mismo tiempo puede facilitar la financiación del mismo dada la alta calidad del flujo de caja generada por la venta de los certificados.

En forma simplificada, los ingresos netos de un proyecto MDL por venta de CERs están dados por la siguiente ecuación:

$$I = V * P - T \quad (5)$$

Donde:

- V = Volúmen de CER (t CO₂)
 P = Precio del mercado (US\$/ t CO₂)
 T = Costos de transacción

Año	Escenario de ingresos según precio del CER		
	USD 3,00	USD 4,50	USD 6,00
2014	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701
2015	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701
2016	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701
2017	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701
2018	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701
2019	\$ 165.350	\$ 248.025	\$ 330.701

Tabla 7: Ingresos proyectados por la venta de CERs del proyecto hidroeléctrico río Aures.

Fuente. Elaboración Propia.

Dadas las características actuales del mercado, cada una de estas variables puede cambiar de forma importante en el tiempo, debido a factores tanto internos como externos al proyecto mismo. De manera que cualquier estimación respecto de los ingresos será, inevitablemente, absolutamente referencial.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 7 muestra los ingresos que se generarían en el proyecto hidroeléctrico del río Aures a partir de tres escenarios, en función del precio de venta de la tonelada de CO₂: 2.5, 3.5 y 5.0 dólares, según el mercado internacional actual proporcionado por las compras de CERs del Banco Mundial. De acuerdo con estos resultados, para un primer período de acreditación del proyecto se generarían ingresos por venta de CERs de USD \$1.157.453,45 en el peor de los escenarios.

4.8. Evaluación del capital natural del proyecto

Teniendo en cuenta lo presentado en la sección 3 (Impactos de un proyecto hidroeléctrico), para determinar los costos del capital natural es necesario determinar las condiciones ambientales de la zona en la cual se llevará a cabo el proyecto, las actividades propias del mismo y la zonificación que permite identificar las áreas sensibles y de manejo especial para cada una de los medios (físico, biótico y social) [Duque, 2014].

Para el desarrollo del proyecto hidroeléctrico del río Aures es necesario la intervención de las quebradas La Florida, Los Linderos, La Esperanza, Chorro Hondo y La Ladera y los paisajes en las veredas Llanadas Abajo, Llanadas Santa Clara, El Salto, Naranjal Abajo, Naranjal Arriba, Magallo Centro y Argentina del municipio de Sonsón, las veredas Aures Arriba, Quebradota Arriba, Quebradota Abajo, Carrizales y La Polea en el municipio de Abejorral.

El proyecto interviene un aprovechamiento forestal único en un volumen total de 4.161,02m³, con utilización de la madera propia de la región para obras civiles de la planta. En el proceso de construcción se generan emisiones atmosféricas en las dos plantas de trituración y en las dos plantas de concretos, por lo cual es necesario el monitoreo de la calidad del aire.

Los impactos ambientales más relevantes del proyecto son: alteración de la dinámica del agua, alteración del paisaje, alteración de la calidad del agua, alteración de la geoforma, pérdida de la cobertura vegetal, pérdida y desplazamientos de poblaciones de fauna, alteración de las comunidades hidrobiológicas y fragmentación de hábitats acuáticos [CORNARE, 2012]

Considerando los impactos mencionados anteriormente y el procedimiento descrito en la Figura 4 se debe determinar el valor económico del capital natural utilizado en el proyecto hidroeléctrico. En este caso, se debe determinar qué porcentaje de los ingresos generados por la venta de bonos de carbono del proyecto se debe destinar como fuente de restauración del capital natural afectado por el proyecto.

Como en el alcance de este trabajo no está el cálculo del valor de los pasivos ambientales se hace la recomendación de destinar el 50% de los recursos obtenidos por la venta de bonos de carbono a los municipios afectados por la construcción del proyecto hidroeléctrico. En experiencias anteriores sólo se ha destinado entre el 20% y 30% de los ingresos generados por la venta de bonos a la comunidad involucrada en el proyecto. Además, se debe tener en cuenta que a la hora de negociar los precios de los CERs con los fondos de inversión de carbono, se pueden lograr mejores precios de venta si el proyecto destina parte de sus recursos en la comunidad.

5. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta el contenido de las secciones anteriores, se puede decir que existen grandes posibilidades para Colombia, y particularmente para Antioquia, de participación en el Mercado del Carbono. Sin embargo, existen interrogantes que deben ser resueltos desde los puntos de vista de análisis económico y ambiental, acerca de la determinación de los aportes que la aplicación del mecanismo de Bonos de Carbono aporta al desarrollo sustentable en el actual escenario económico y ambiental de los proyectos hidroeléctricos en Antioquia. Además, otro ítem a tener en cuenta está constituido por el conocimiento de las condiciones que requieren los proyectos hidroeléctricos existentes en Antioquia y en Colombia para desarrollarse sustentablemente y beneficiarse

de la emisión de bonos de carbono sin impactar negativamente el ambiente.

A la hora de aprobar la construcción de una central hidroeléctrica en Colombia, no se tienen en cuenta los verdaderos costos y daños ambientales sobre el capital natural. Por lo tanto, las ganancias que se obtienen por estos proyectos son sobre el costo ambiental, lo cual no se compensa de manera correcta. La retribución que sea hace a las comunidades por parte de los propietarios de los proyectos hidroeléctricos sólo corresponde al 1% de la inversión forzada y esta retribución no alcanza a compensar los daños ambientales totales. Se debe analizar si el ingreso adicional por la venta de CERs podría contribuir a cubrir este impacto al ambiente.

En caso de que se demuestre la viabilidad de la aplicación de este tipo herramientas en los proyectos de generación hidroeléctrica a nivel departamental y nacional, los excedentes financieros que se presenten pueden ser destinados para la financiación o restauración del capital natural de los proyectos hidroeléctricos, como mecanismo de compensación de los impactos ambientales producidos en el ciclo del proyecto. Además, este mismo análisis puede extenderse hacia implementación de este tipo de mecanismos en otras tecnologías de generación de energía en todo el país, permitiendo el desarrollo del mercado de carbono en Colombia.

Los proyectos hidroeléctricos que busquen contribuir a la sostenibilidad local pueden encontrar en el MDL una manera de complementar fuentes de financiación estables para el desarrollo de los mismos. En este sentido, el proyecto hidroeléctrico del río Aures tiene un potencial de reducción de emisiones de 385.518 toneladas de CO₂ para un primer período de acreditación, lo cual representa generar ingresos estimados de US\$1.1.57.453, US\$ 1.736.180 y US\$ 2.314.906 para los tres escenarios de precio identificados.

6. RECOMENDACIONES

Para el desarrollo de este trabajo no se tuvieron en cuenta aspectos de valoración y costos ambientales de los proyectos hidroeléctricos. Sería importante estudiar un modelo que tuviera en cuenta la verdadera emisión de CO₂ en el ciclo de construcción del proyecto hidroeléctrico, determinar los costos ambientales y compararlos con las emisiones de reducción certificadas por el mismo.

Además, se puede considerar la integración de otros tipos de fuentes de energía eléctrica no convencionales, tales como aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos, entre otros, de manera que se pueda tener una medida del impacto de este tipo de fuentes en el sistema eléctrico colombiano y su aplicación como proyectos aprobados como Mecanismo de Desarrollo Limpio.

REFERENCIAS

Abril, G., Guérin, F., Richard, S., Delmas, R., Galy-Lacaux, C., Gosse, P., ... Matvienko, B. (2005). Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-year old tropical reservoir (Petit Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, 19(4), n/a–n/a. doi:10.1029/2005GB002457

- Alliance, C. F. (2003). Conservation finance guide. IUCN, Gland, Switzerland.
- Aragón, H. (2008). El Mercado del Carbono: construcción institucional, funcionamiento y perspectivas. (p. 85).
- Barros, R. M., & Tiago Filho, G. L. (2012). Small hydropower and carbon credits revenue for an SHP project in national isolated and interconnected systems in Brazil. *Renewable Energy*, 48(0), 27-34. doi:10.1016/j.renene.2012.04.050
- BIRD. (2011). Potencial Hidroeléctrico de Antioquia. Inventario, perspectivas y estrategias (p. 112). Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia. Medellín:
- Carraro, C., Favero, A., & Massetti, E. (2012). «Investments and public finance in a green, low carbon, economy». *Green Perspectives*, 34, Supplement 1(0), S15-S28. doi:10.1016/j.eneco.2012.08.036
- Congreso de Colombia. (1994). Ley de servicios públicos y ley eléctrica: leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994. Aieun.
- Cordero, D., Moreno, A., & Kosmus, M. (2008). Manual para el desarrollo de mecanismos de pago/compensación por servicios ambientales. GTZ/Inwent, Lima.
- CORNARE. Resolución 112 5677 por medio de la cual se otorga Licencia Ambiental (2012).
- CREG. (1995). Resolución de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Devault, D. A., Gérino, M., Laplanche, C., Julien, F., Winterton, P., Merlina, G., ... Pinelli, E. (2009). Herbicide accumulation and evolution in reservoir sediments. *Science of The Total Environment*, 407(8), 2659-2665. doi:10.1016/j.scitotenv.2008.12.064
- Devault, D. A., Merlina, G., Lim, P., Probst, J.-L., & Pinelli, E. (2007). Multi-residues analysis of pre-emergence herbicides in fluvial sediments: application to the mid-Garonne River. *J. Environ. Monit.*, 9(9), 1009-1017. doi:10.1039/B708454B
- Duque, E. (2014, mayo). Sistemas de bono de carbono como fuente de restauración del capital natural en proyectos hidroeléctricos. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. Recuperado a partir de <http://www.bdigital.unal.edu.co/20391/>
- E. Lokey. (2009). Renewable Energy Project Development Under the Clean Development Mechanism (Sustainable Future.). London: Earthscan.
- Eiguren, L. (2004). El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas (No. 83) (p. 85). Santiago de Chile: CEPAL.
- Forest Trends Association. (2013, noviembre). Ecosystem Marketplace. Recuperado 1 de noviembre de 2013, a partir de www.ecosystemmarketplace.com
- Gudynas, E. (2000). Los límites de la sustentabilidad débil, y el tránsito desde el capital natural al patrimonio ecológico. *Educación, Participación y Ambiente*, 11, 7-11.
- International Energy Agency. (2013, mayo 20). Latin America: Statistics. Recuperado a partir de http://www.iea.org/stats/regionresults.asp?COUNTRY_

- CODE=21&Submit=Submit
- IPCC. (2011). Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. (O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, ... C. von Stechow, Eds.). United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Martins, D. E. C., Seiffert, M. E. B., & Dziedzic, M. (2013). The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. *Renewable Energy*, 60(0), 643-647. doi:10.1016/j.renene.2013.06.021
- Mol, A. P. J. (2012). Carbon flows, financial markets and climate change mitigation. *Environmental Development*, 1(1), 10-24. doi:10.1016/j.envdev.2011.12.003
- Montes del Olmo, C., & Sala, O. (2007). La Evaluación de los Ecosistemas del Milenio: las relaciones entre el funcionamiento de los ecosistemas y el bienestar humano. *Ecosistemas*, Vol. 16, n. 3 (sept.-dic. 2007); pp. 137-147.
- Murtishaw, S., Sathaye, J., Galitsky, C., & Dorion, K. (2006). Methodological and Practical Considerations for Developing Multiproject Baselines for Electric Power and Cement Industry Projects in Central America. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 11(3), 645-665. doi:10.1007/s11027-006-4963-x
- Norverto, C. (2002). Metodologías para el análisis costobeneficio de usos del suelo y fijación de carbono en sistemas forestales para el mecanismo de desarrollo limpio. SAGPyA/BIRF.
- PNUMA, & UNFCCC. (2002). Para comprender el Cambio Climático: Guía Elemental de la Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kioto. Denmark. Recuperado a partir de www.cd4cdm.org
- 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
- Robertson, N., & Wunder, S. (2005). Huellas Frescas en el Bosque Evaluación de Iniciativas Incipientes de Pagos por Servicios Ambientales en Bolivia. Editado por Center for International Forestry Research (CIFOR).
- Sathaye, J., Murtishaw, S., Price, L., Lefranc, M., Roy, J., Winkler, H., & Spalding-Fecher, R. (2004). Multiproject baselines for evaluation of electric power projects. *Energy Policy*, 32(11), 1303-1317. doi:10.1016/S0301-4215(03)00098-3
- Sharma, S., & Shrestha, R. M. (2006). Baseline for electricity sector CDM projects: Simplifying estimation of operating margin emission factor. *Energy Policy*, 34(18), 4093-4102. doi:10.1016/j.enpol.2005.09.023
- Tanwar, N. (2007). Clean development mechanism and off-grid small-scale hydropower projects: Evaluation of additionality. *Energy Policy*, 35(1), 714-721. doi:10.1016/j.enpol.2006.01.016
- Timilsina, G. R., & Shrestha, R. M. (2006). General equilibrium effects of a supply side GHG mitigation option under the Clean Development Mechanism. *Journal of Environmental Management*, 80(4), 327-341. doi:10.1016/j.jenvman.2005.10.013
- UNEP. (2004). CDM Information and guidebook (Second.). Denmark. Recuperado a partir de www.cd4cdm.org
- UNEP. (2013). CDM Methodology BOOKLET (Fifth.). Germany. Recuperado a partir de <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/>>
- UNFCCC. (2012, mayo 11). ACM0002: "Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources" V 13.0.0.
- UNFCCC. (2013, octubre). United Nations: Framework Convention on Climate Change. Recuperado 1 de noviembre de 2013, a partir de <http://unfccc.int/2860.php>
- UPME. (2002). Metodología para la valorización de Pasivos Ambientales en el Sector Eléctrico (p. 75). Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2009). Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 (p. 118). Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2013, julio 31). Registro de Proyectos de Generación. Recuperado a partir de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/PROYECTOS_2013_JUL.pdf
- Van de Vate, J. F. (1997). Comparison of energy sources in terms of their full energy chain emission factors of greenhouse gases. *Energy Policy*, 25(1), 1-6. doi:10.1016/S0301-4215(96)00111-5
- Van Vuuren, D., Fengqi, Z., Vries, B. de, Kejun, J., Graveland, C., & Yun, L. (2003). Energy and emission scenarios for China in the 21st century—exploration of baseline development and mitigation options. *Energy Policy*, 31(4), 369-387. doi:10.1016/S0301-4215(02)00070-8
- Varun, Bhat, I. K., & Prakash, R. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 1067-1073. doi:10.1016/j.rser.2008.08.004
- Vitousek, P. M. (1992). Global environmental change an introduction. *Annual Review of Ecology and Systematics*, 23, 1-14.
- World Bank Institute. (2009). State and Trends of The Carbon Market 2009.
- World Bank Institute. (2012). State and Trends of The Carbon Market 2012. (p. 138). Washington.
- World Commision. (2000). Represas y Desarrollo: Un Nuevo Marco para la Toma de Decisiones (Una síntesis) (p. 46).