

Alternativa de las pequeñas centrales hidroeléctricas de Antioquia en el mecanismo de desarrollo limpio

Alternative for the Small Hydro Antioquia in Clean Development Mechanism

Alternativa das Pequenas Centrais Hidroelétricas do Departamento Antioquia no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

DOI: rces.v24n35.a5

Recibido: 15/02/2015

Aceptado: 20/10/2015

Eduardo Alexander Duque Grisales

Institución Universitaria Esumer, Medellín, Colombia. Facultad de Estudios Empresariales y de Mercadeo. Profesor de tiempo completo, Magíster en Ingeniería Administrativa. Miembro activo del Grupo de Investigación en Dirección de Empresa GIDE. Calle 76 No. 80-126, Carretera al Mar, Medellín, Colombia.
Teléfono +57(4) 4038130.

Correo electrónico: eduardo.duque@esumer.edu.co.

Leonel Arango Vásquez

Institución Universitaria Esumer, Medellín, Colombia. Facultad de Estudios Internacionales. Profesor de tiempo completo, Magíster en Banca y Finanzas. Miembro activo del Grupo de Investigación en Estudios Internacionales. Calle 76 No. 80-126, Carretera al Mar, Medellín, Colombia. Teléfono +57(4) 4038130.

Correo electrónico: leonel.arango@esumer.edu.co.

Alternativa de las pequeñas centrales hidroeléctricas de Antioquia en el mecanismo de desarrollo limpio

Resumen

Palabras clave

Palabras clave: mercados de carbono, mecanismo de desarrollo limpio (MDL), pequeña central hidroeléctrica (PCH).

La preocupación por los efectos del cambio climático es de proporciones globales, pero a raíz del mecanismo de desarrollo limpio (MDL) ha surgido el mercado del carbono, una iniciativa para combatir dichos efectos. Colombia en general y Antioquia en particular tienen la posibilidad de convertirse en jugadores destacados en dicho mercado a través de la venta de certificados de reducción de emisiones (CER). En este artículo se presenta la metodología ACM0002, aplicable a las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), y con base en los datos estudiados y en las estimaciones realizadas, se concluye que Antioquia tiene una gran posibilidad de comercializar bonos de carbono para lograr dos objetivos importantes: la reducción de las emisiones de GEI y el aumento del volumen de ingresos que pueden ser reinvertidos para crear nuevos proyectos y mantener el equilibrio natural de las zonas donde las PCH son construidas. Por último, no solo el sector energético puede beneficiarse del MDL, ya que la gestión de residuos, los proyectos de infraestructura y los sectores del agua también pueden implementar este tipo de mecanismos.

Clasificación JEL: Q42, Q43, Q51

Alternative for the Small Hydro Antioquia in Clean Development Mechanism

Abstract

Key words

Carbon markets, Clean Development Mechanism (CDM), small hydroelectric power (SHP).

The concern about the effects of climate change has become global. Following the Clean Development Mechanism (CDM), a carbon market has emerged. It is an initiative to combat such effects. Colombia in general and Antioquia in particular have the potential to become leading players in this market through the sale of certified emission reductions (CERs). This article presents the ACM0002 methodology for small hydroelectric powers (SHP). Based on the data collected on this subject and the estimates presented, it is concluded that Antioquia has a great potential to market carbon credits. Consequently, two important goals can be achieved: the reduction of GHG emissions and increased revenues that can be reinvested and directed towards the creation of new projects so the natural balance of the areas where the SHP are built can be sustained. Finally, the energy sector is not the only one that can benefit from the CDM, for waste management, infrastructure projects, and water sectors can also implement this type of mechanism.

Alternativa das pequenas centrais hidroelétricas do departamento Antioquia no mecanismo de desenvolvimento Limpo

Resumo

Apreocupação pelos efeitos do câmbio climático é de proporções globais, mas a raiz do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), há surgido o mercado de carbono, uma iniciativa para combater ditos efeitos. A Colômbia em geral e, o Departamento Antioquia em particular, tem a possibilidade de converter-se em jogadores destacados em dito mercado através da venta de certificados de redução de emissões (CERs). Neste artigo se apresenta a metodologia ACM0002 aplicável às pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e, com base nos dados estudados enas estimaciones realizadas, se conclui que Antioquia tem uma grande possibilidade de comercializar bônus de carbono conseguindo dois objetivos importantes: redução das emissões de GEI e aumento do volume de ingressos que podem ser revertidos para criar novos projetos e manter o equilíbrio natural das zonas onde as PCH são construídas. Por último, não só o setor energético pode beneficiar-se do MDL, já que a gestão de resíduos, os projetos de infraestrutura e os setores da água também podem implementar este tipo de mecanismos.

Palavras-chave

Mercados de carbono, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), Pequena central hidroelétrica (PCH).

1. Introducción

La energía es un factor importante para el desarrollo económico de los países y su demanda crece cada día más. Todas las actividades humanas están directamente relacionadas con el uso de la energía, especialmente para satisfacer las necesidades básicas. La combustión de combustibles fósiles continúa dominando el mercado energético mundial, que se esfuerza por satisfacer la demanda cada vez mayor de energía (Yüksel, 2010).

Sin embargo, este desarrollo económico ha venido generando un creciente número de anomalías ambientales que ocurren en todo el mundo y que han dado como resultado la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y la acumulación de contaminantes en la atmósfera como una de las causas probables de los cambios climáticos observados, lo que se ha convertido en la preocupación de los países industrializados y los países en desarrollo.

A partir de este planteamiento, el protocolo de Kioto ha impulsado el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) con dos objetivos claros: el primero de ellos consiste en que un país que se encuentre dentro del Anexo I (listado de países desarrollados y con economías en transición de mercado que firmaron el protocolo de Kioto) reciba una ayuda para cumplir con su compromiso del PK; y el segundo establece que, a través de los proyectos que se lleguen a realizar en países en desarrollo, estos últimos se vean beneficiados con la transferencia de tecnologías ambientalmente racionales suministradas por los países más avanzados y, por ende, se propicie un desarrollo sostenible para dichos países (Lee *et al.*, 2013; Lokey, 2009; Martins *et al.*, 2013). A través de esta iniciativa, estos países reciben un flujo de recursos por la ejecución de proyectos que reducen las emisiones de GEI,

recursos que se originan en la venta de certificados de reducción de emisiones llamados CER.

Los proyectos de PCH podrían ser de interés bajo el MDL porque desplazan directamente las emisiones de gases de efecto invernadero mientras contribuyen al desarrollo rural sostenible (Aragón, 2008; Purohit, 2008), situación que es importante para Colombia y que se constituye en una gran oportunidad, debido a que el número de proyectos bajo la modalidad MDL en el país es relativamente escaso con relación al amplio potencial hidroenergético que tiene, mientras que en la región algunos países centroamericanos y otros como Brasil y Chile se destacan por ese tipo de iniciativas.

Varios autores han resaltado los impactos positivos del uso de sistemas de energía renovable a nivel social, económico y ambiental, en contraposición al uso de sistemas de energía convencionales en proyectos MDL, y han mostrado además la existencia de tendencias en la reducción total de las emisiones como producto de la instalación de sistemas de energía renovable en zonas remotas (Mol, 2012; PNUMA y UNFCCC, 2002; World Bank Institute, 2009). Abbasi y Abbasi (2011), apoyados en la creencia de que son una fuente de cero emisiones de GEI, sostienen que las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) son un sustituto limpio de las grandes centrales en la generación de energía. Sin embargo, es preciso tener en cuenta las implicaciones ambientales.

Las PCH presentan ventajas en los escenarios energéticos contemplados en la planificación colombiana (son más seguras, rentables y económicas), puesto que causan una menor afectación al ambiente, lo que hace que se visualicen como una alternativa viable en la generación futura de energía en Colombia. Además, constituyen una tecnología energética promisoría para un departamento como Antioquia, con notable potencial hidroeléctrico inutilizado, teniendo en cuenta

sus abundantes caudales, la calidad del agua, la regulación natural, las caídas topográficas y las condiciones geológicas estables en el subsuelo. Así mismo, Antioquia cuenta con una aceptable infraestructura de conectividad, tanto vial como eléctrica, que facilita el acceso a zonas de proyectos y permite el transporte de la energía producida. Así, este artículo explora la aplicación de algunas metodologías existentes para la valoración económica de las emisiones reducidas en pequeños proyectos hidroeléctricos en Antioquia, a partir del aprovechamiento de instrumentos propios del mecanismo de desarrollo limpio.

El artículo se ha estructurado de la siguiente manera: una primera parte correspondiente a esta introducción. Posteriormente, en el primer capítulo se abordan los conceptos básicos del mercado del carbono, para dar a conocer su funcionamiento y resaltar las experiencias MDL en centrales hidroeléctricas de Colombia y América Latina. En el segundo capítulo se presenta el potencial hidroeléctrico con el que cuenta Antioquia, comparado con algunos países de América Latina. En el tercer capítulo se presenta una discusión sobre las oportunidades que tiene el mercado de bonos de carbono para los proyectos hidroeléctricos en Colombia, en particular para el departamento de Antioquia, y se revisan las implicaciones tanto económicas como ambientales en donde estas se localizan. Finalmente, el artículo se concluye con unos comentarios.

2. Mercados de carbono bajo el mecanismo de desarrollo limpio

El MDL otorga un tipo de bonos llamados CER a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones

de GEI, bonos que pueden ser vendidos a empresas que tienen "permiso" para emitir más GEI del autorizado y que pueden también ser comercializados en la bolsa de valores como bonos de carbono (PNUMA y UNFCCC, 2002). Esto ha llevado a la creación de un nuevo mercado: el mercado del carbono. Este mercado se basa en un sistema de comercialización en el que los gobiernos, las empresas o las instituciones puedan comprar y vender reducciones de GEI.

El objetivo del MDL es lograr reducciones de emisiones mediante la transferencia de tecnologías de los países desarrollados a los países en desarrollo, para generar un costo marginal más bajo, pero con amplios beneficios ecológicos. Aunque la transferencia de tecnología no es obligatoria para los proyectos del MDL, la importancia de la transferencia de tecnología se ha reforzado durante mucho tiempo, tanto en las disposiciones de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) (Artículos 4.1; 4.3; 4.5) como en el Protocolo de Kioto (Artículos 10; 11.2) (Ellis, Winkler, Corfee-Morlot, y Gagnon-Lebrun, 2007; PNUMA y UNFCCC, 2002; UNFCCC, 2013; Zhang y Yan, 2015; Zhang, 2010). Cada tonelada de CO₂ equivalente reducida en un país no perteneciente al Anexo I se registra como una *reducción certificada de emisiones* (CER) y se comercializa en el mercado del carbono. El MDL es, pues, principalmente una herramienta de financiación para dirigir la inversión en tecnologías de energía limpia (Schroeder, 2009).

Es importante resaltar que el mercado de dióxido de carbono (CO₂) no se constituye entonces en un mecanismo que incentiva la producción de GEI por encima del límite establecido, sino que permite que las empresas que exceden dicho límite puedan adquirir cuotas de reducción de GEI de aquellas empresas cuyas emisiones se ajustan a los mínimos definidos. De este modo, el mecanismo "premia" la eficiencia ambiental y "castiga" a las empresas con mayor ir-

responsabilidad en cuanto a la cantidad de emisiones. Una planta de generación de electricidad basada en combustibles fósiles es una de las instalaciones más contaminantes al generar CO₂, y por esa razón se le utiliza como patrón de comparación. De esta manera, un proyecto que produzca o utilice energía limpia contrarrestará la emisión de carbono en forma proporcional a la cantidad generada por dicha planta. Bajo esta premisa, las pequeñas centrales hidroeléctricas son consideradas como energía renovable con cero emisiones de GEI (Martins *et al.*, 2013; Zhou *et al.*, 2009).

Los Estados miembros del Anexo I del Protocolo de Kioto suelen elaborar planes nacionales de asignación (PNA) de acuerdo a los cuales se establecen límites de emisiones para sus empresas. Dentro de estos límites, las empresas pueden comprar y vender cuotas de reducción de GEI, de acuerdo a sus necesidades, de tal forma que a fin de año algunas de ellas puedan evidenciar una reducción de contaminación equivalente a las emisiones por encima del límite establecido. De esta manera, es más rentable reducir las emisiones con inversiones en tecnología limpia en los países en vía de desarrollo, que modificar las condiciones existentes de las industrias (contaminantes) en los países desarrollados. Por lo tanto, este mercado ha creado una serie de oportunidades para países como Colombia, ya que permite implementar proyectos MDL a partir de los cuales se originen CER que se constituyan en ingresos adicionales a los que se derivan de determinados proyectos de inversión, permitiendo además acceder a tecnología amigable con el medioambiente.

La figura 1 ilustra el funcionamiento del mercado del carbono. La parte no incluida en el Anexo I corresponde a los países en vía de desarrollo que tienen un nivel de emisiones de GEI antes de participar en el mercado.

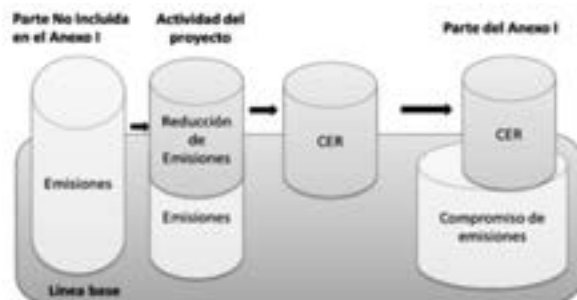
Al hacer inversiones en tecnologías limpias, los países en vía de desarrollo reducen sus niveles de GEI y,

posteriormente, pueden venderlos como CER a los países parte del Anexo I que necesitan cumplir con su cuota de reducción de emisiones.

2.1. Facilidades de financiación internacional

El acceso a recursos internacionales para complementar el desarrollo de programas nacionales permite a los gobiernos aumentar el alcance de los programas que desarrollan en áreas prioritarias de política. En ese sentido, existe un conjunto importante de instituciones, tanto de carácter multilateral como establecidas con recursos de gobiernos específicos, que proveen fondos bajo la modalidad de financiamiento, que suelen ser aportaciones a fondo perdido, para el desarrollo de acciones en materia de cambio climático (Duque, 2014). A continuación se presentan brevemente algunas de esas instituciones:

Figura 1. Funcionamiento del mecanismo de desarrollo



Fuente: PNUMA y UNFCCC, 2002.

- Banco de Cooperación Internacional: Institución financiera del Gobierno de Japón que desarrolla programas de financiamiento y asistencia técnica para terceros países, proveyendo recursos a manera de préstamo y como contribuciones a fondo perdido.

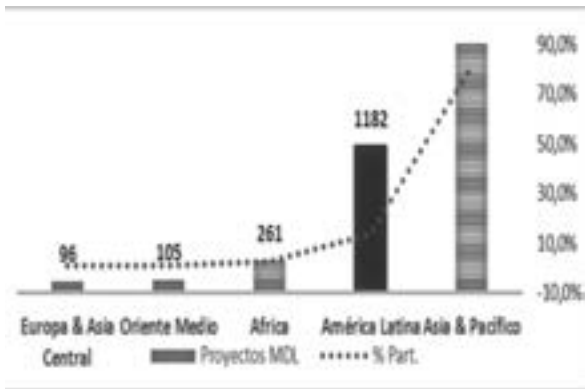
- Banco Interamericano de Desarrollo – Medioambiente: Esta institución apoya los esfuerzos de los países de América para alcanzar metas ambientales. En materia de cambio climático, financia programas de mitigación de emisiones de efecto invernadero.
- Fondo de las Naciones Unidas para el Medioambiente (GEF): Organización financiera independiente que provee contribuciones a fondo perdido para países en desarrollo en proyectos de beneficio ambiental y de promoción para el mejoramiento del nivel de vida de las sociedades.
- Financiamiento de carbono del Banco Mundial: El Banco Mundial cuenta con cuatro fondos para las actividades de financiamiento de carbono; Fondo Prototipo de Carbono (PCF), Netherlands Clean Development Facility (NCDF), Community Development Carbon Fund y Bio Carbon Fund (Bio CF).
- Oferta de Compra de Certificados de Reducción de Emisiones – CERUPT: El Gobierno de los Países Bajos es pionero, junto con el PCF, en la implementación del MDL. En el año 2001 establece un programa de subasta (CERUPT) administrado por la agencia gubernamental SENTER para adquirir proyectos MDL directamente. Este proceso culminó a finales del 2002 con 18 contratos por 16550,736 tCO₂e, por un monto de alrededor de 89 millones de dólares estadounidenses y a un precio promedio de 4,7 euros por tCO₂e. En la actualidad, el Gobierno holandés ya no compra directamente reducciones de emisiones MDL, sino que concentra sus esfuerzos de compra a través de bancos multilaterales y privados y memorandos de entendimiento con países en vía de desarrollo.
- MGM International: Empresa internacional intermediaria, especializada en la adquisición de CER en América Latina, con el respaldo de empresas japonesas, no solo para adquirir los CER, sino también (si se diera el caso) para contribuir con capital para el desarrollo de proyectos.
- Programa Latinoamericano de Carbono (PLAC): Esta iniciativa de la Corporación Andina de Fomento tiene como objetivo principal contribuir al establecimiento del mercado de carbono, definir los instrumentos y mecanismos financieros necesarios, y promover la participación del sector empresarial y productivo.

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

Hoy en día, América Latina es una región en la que las energías renovables están experimentando un rápido crecimiento (IRENA, 2015), hecho que se ve reflejado por ser uno de los principales proveedores de proyectos MDL en el mundo, después de Asia, debido a que se ha sumado a la iniciativa de mitigación del cambio climático liderada por los países desarrollados y eso ha hecho que algunos gobiernos de la región hayan diseñado políticas de apoyo como consecuencia de la implementación del Protocolo de Kioto. Además, en la región se cuenta con sistemas de aprobación de proyectos MDL que funcionan favorablemente, resaltando la presencia de altos directivos empresariales en las instituciones de promoción del MDL, lo que ha llevado a una mayor cooperación entre la industria y estas instituciones. Ver Figura 2.

Hasta el año 2013 se tenían registrados ante la UNFCCC 317 proyectos hidroeléctricos de diferentes países de América Latina, de los cuales el 8,52% fue presentado por Colombia (Forest Trends Association, 2013), como se observa en la figura 3.

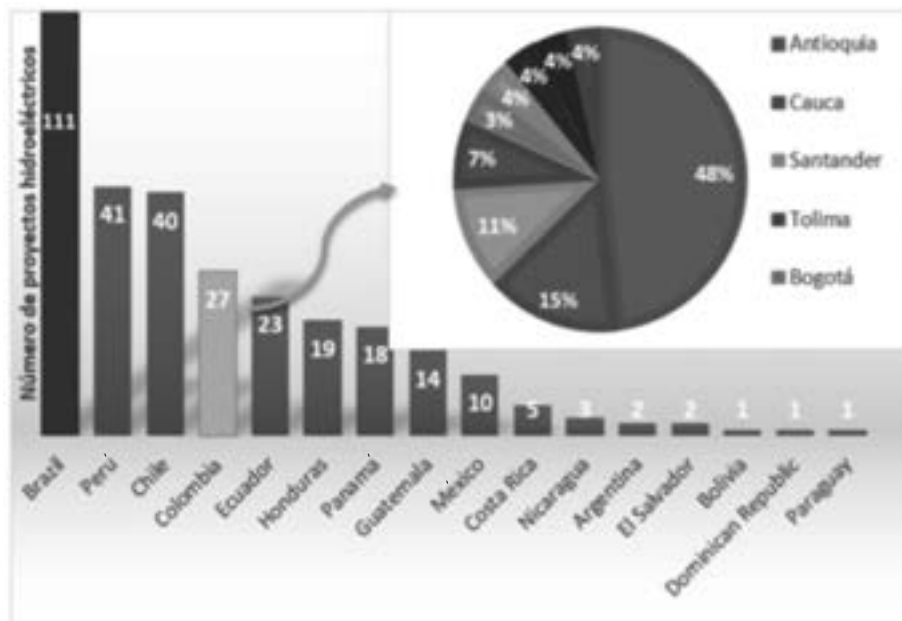
Figura 2. Proyectos MDL aprobados por la UNFCCC en América Latina



Fuente: UNFCCC, 2013. Construcción propia.

La mayor participación de proyectos hidroeléctricos en la cartera de proyectos MDL de la región se debe a que son proyectos que generalmente reducen importantes cantidades de emisiones, lo que permite contar con ingresos representativos por su venta y fondear los costos de transacción de la operación MDL (Barros y Tiago Filho, 2012; Duque *et al.*, 2016). Además, es relativamente sencillo calcular la cantidad de emisiones que se reducirían, así como establecer el plan de monitoreo y verificación. Estos proyectos, y en general los proyectos de generación eléctrica interconectados en las redes eléctricas nacionales cuentan con criterios desarrollados principalmente por el Banco Mundial para establecer su potencial de agregación al sistema (Eguren, 2004; World Bank Institute, 2012).

Figura 3. Proyectos hidroeléctricos registrados ante la UNFCCC en América Latina



Fuente: (UNFCCC, 2013)

2.3. Experiencias MDL en Colombia

La Ley 629 del 2000 define la reglamentación del mecanismo de desarrollo limpio en Colombia, que fue aceptado como instrumento de ratificación en noviembre del 2001, permitiendo al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial apoyar diferentes proyectos de desarrollo limpio, en diferentes frentes (García y Montoya, 2009):

- El sector minero-energético, con proyectos de fuentes renovables, sustitución de combustibles, mejoras tecnológicas en el parque térmico de generación y disminución de fugas de metano en minas y pozos.
- El sector industrial, con programas como el uso eficiente de la energía, sustitución de combustibles y cogeneración.
- El sector transporte, con cambios de modo, sistemas organizados de transporte masivo urbano y sustitución de combustibles.
- El sector residuos, con captura de metano en rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales.
- El sector agropecuario, con actividades de reforestación y forestación.

A continuación, se presentan algunos ejemplos de proyectos de energías renovables realizados en Colombia bajo mecanismos de desarrollo limpio.

- Parque Eólico Jepírachi (Marín, 2010).
El Parque Eólico Jepírachi es el primer parque para la generación de energía eólica construido en el país. La construcción del parque estuvo a cargo de las Empresas Públicas de Medellín, con la aprobación de la comunidad wayuu para el uso de su territorio, con el permiso de la

Corporación Autónoma Regional de La Guajira (Corpoguajira). El Parque Eólico se encuentra situado en jurisdicción del municipio de Urbilla, en la Alta Guajira, entre las rancherías Arutkajúi y Kasiwolin, cerca de Puerto Bolívar y el Cabo de la Vela.

El parque está conformado por 15 aerogeneradores que poseen una capacidad instalada de 19,5 megavatios de potencia nominal. Los aerogeneradores están interconectados entre sí por una red subterránea a una tensión de 13,8 kv, la cual conduce la energía hacia la subestación eléctrica localizada en el centro del perímetro sur del área ocupada por el parque. Presenta una energía anual de 92.872 MWh/año y un factor de planta de 0,43.

El Parque Eólico Jepírachi se registró como mecanismo de desarrollo limpio ante la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) el 01 de abril del 2005, bajo el código 0194, cumpliendo a satisfacción con todas las etapas del ciclo de proyectos MDL. Este evento convirtió al parque en la primera central en operación en Colombia con emisiones certificadas, comercializadas en el mercado formal del carbono. Parte de los ingresos recibidos por la venta de bonos de carbono han sido invertidos en obras que han beneficiado a la comunidad indígena wayuu.

- La Vuelta y La Herradura (UNFCCC, 2013).
La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) registró el desarrollo hidroeléctrico del río La Herradura, con sus centrales La Vuelta y La Herradura, como proyecto de mecanismo de desarrollo limpio, en enero del 2007. La propiedad de este proyecto corresponde a las Empresas Públicas de Medellín (EPM) y fue registrada con el código 0735 del 15 de enero del 2007.

La Vuelta y La Herradura son dos plantas hidroeléctricas situadas sobre el río La Herradura, en la confluencia de los municipios de Cañasgordas, Frontino y Abriaquí, al occidente de Antioquia. Estas centrales, que en conjunto generan 31,5 megavatios, permiten la reducción de dióxido de carbono generado en centrales térmicas a partir de combustibles fósiles, con una reducción aproximada de 70 mil toneladas de CO₂.

- Proyecto Río Amoyá (UNFCCC, 2013). Amoyá es una hidroeléctrica a filo de agua¹, ubicada en Chaparral, Tolima. Esta hidroeléctrica tiene una capacidad de generación de 78 megavatios y firmó un contrato de compra de reducciones certificadas de emisiones por US\$ 21,2 millones de dólares. Su característica de hidroeléctrica por filo de agua le permite aprovechar la topografía y específicamente los desniveles fuertes del relieve para conducir el agua por gravedad. Es considerado un proyecto socioambiental por utilizar el 20% de los recursos de la negociación de certificados de carbono para inversión a nivel local y regional, a través de un centro de desarrollo sostenible para el Chaparral.

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-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).

3. Potencial hidroeléctrico en Antioquia

Antioquia tiene 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 suficiente infraestructura de conectividad, tanto vial como eléctrica, para facilitar el acceso a zonas de proyectos y permitir el transporte de la energía producida (BIRD, 2011).

Antioquia contaba con 45 centrales hidroeléctricas en operación en el año 2010, con una capacidad de 3803 megavatios, correspondiente al 28,6% del país, que asciende a 13279 MW (UPME). El resto del potencial identificado se encuentra en diferentes niveles de estudio, dentro de los que se destacan estudios de factibilidad para 6,784 MW y diseño para 1008 MW (BIRD, 2011).

Antioquia cuenta con una de las empresas más importantes del sector hidroeléctrico del país, las Empresas Públicas de Medellín – EPM. El potencial hidroeléctrico de Antioquia corresponde a un total de 23947,26 megavatios. De esta capacidad, 13878,7 megavatios corresponden a proyectos hidroeléctricos de EPM, y 10068,56 a otras entidades (BIRD, 2011).

Las figuras 4 y 5 muestran los resultados del potencial hidroeléctrico de Antioquia en el año 2010. Esta capacidad está clasificada por subregión, tamaño de las centrales, proyectos, y por el nivel de desarrollo en el que se encuentran. Según los datos estimados a 2010, las subregiones de Antioquia más ricas en capacidad hidroeléctrica eran el Norte y el Oriente. El

1 Hidroeléctricas que no tienen embalse.

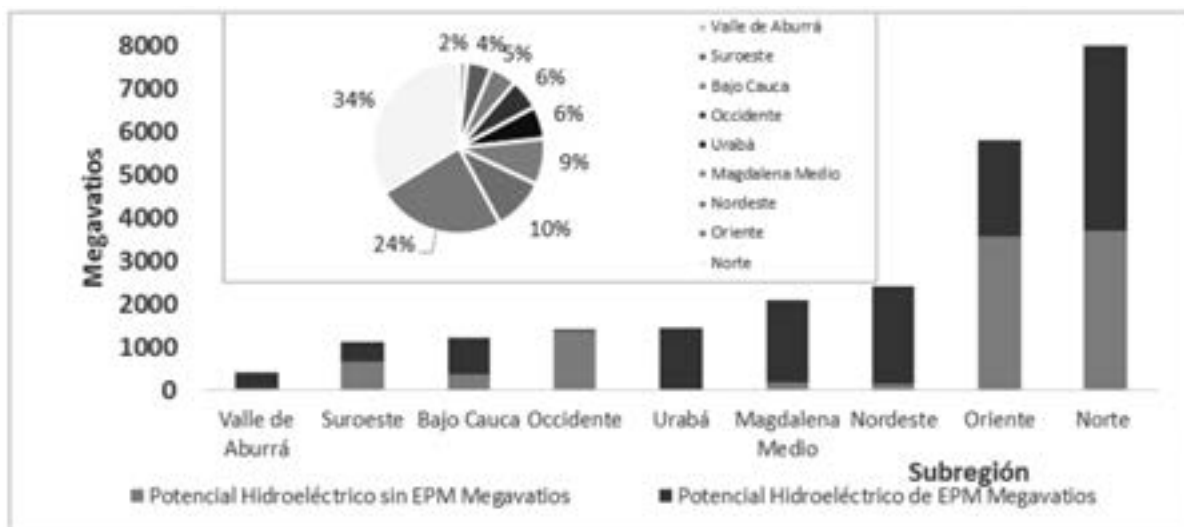
Norte poseía 8062,29 megavatios (34%), la mayoría de ellos correspondientes a proyectos de las cuencas de los ríos Cauca, Porce, Grande y Guadalupe, mientras que el Oriente poseía 5806,43 megavatios (24%), de las cuencas de los ríos Nare, Guatapé, San Carlos y Samaná Norte (UPME, 2009).

En el año 2010, en términos de generación de potencia menor a 100 megavatios se tenía un total de 3529,26 megavatios, mostrando un incremento en el potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas con respecto a años anteriores, lo que evidencia un énfasis en el aprovechamiento de este tipo de centrales.

A continuación se presentan la información sobre el potencial hidroeléctrico de cada uno de los países latinoamericanos y la posición que ocupa Antioquia en ese escenario que, como se observa, se encuentra en la posición número 9, estando por encima de los países centroamericanos y de tres suramericanos (OLADE, 2010).

Los 24 GW de potencial que posee Antioquia representan el 4% del total de los países latinoamericanos, cuando el potencial de Colombia, que es de 93 GW, representa el 15%. Si bien es cierto que Colombia en general y Antioquia en particular se destacan por su abundante potencial hidroeléctrico y su notable cantidad de centrales instaladas, aún existe un amplio potencial de recursos por explotar, lo que señala un futuro muy prometedor en términos de sus posibilidades de desarrollo (BIRD, 2011; Lokey, 2009). Es importante señalar que el potencial hidroeléctrico del departamento de Antioquia está ubicado en la mitad de la escala compuesta por 17 países de Centro y Suramérica. Esto denota la gran importancia que en esta materia tiene Antioquia en el concierto latinoamericano. En Colombia, cuyo potencial es superado solo por Brasil, Antioquia representa el 26% y está muy cerca del potencial de Chile y Venezuela.

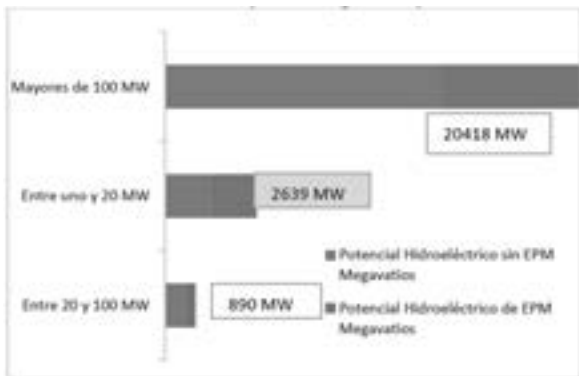
Figura 4. Potencial hidroeléctrico de Antioquia por subregión, 2010



Fuente: BIRD, 2011.

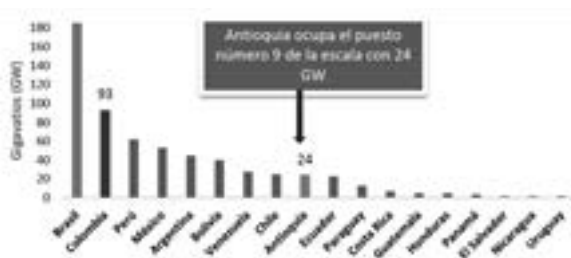
Teniendo en cuenta lo anterior, el aprovechamiento hidroeléctrico puede jugar un papel importante en la integración de los países de la región y puede fomentar, igualmente, el desarrollo regional y ayudar a la protección del medioambiente.

Figura 5. Potencial hidroeléctrico por rango de potencia en Antioquia, 2010



Fuente: BIRD, 2011.

Figura 6. Potencial hidroeléctrico de Latinoamérica, 2010



Fuente: BIRD, 2011.

3.1 Registro de proyectos de generación eléctrica

De acuerdo con la legislación y las prácticas vigentes en Colombia, la expansión de la generación eléctrica

del país es iniciativa de todos los agentes del sector eléctrico que participan libremente en el mercado. El gobierno nacional, por medio del Ministerio de Minas y Energía, supervisa el comportamiento de ese mercado y entrega periódicamente un Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tiene un registro de potenciales proyectos de generación que podrían construirse para satisfacer la demanda energética del país. Estos proyectos se clasifican según el estado de avance del proyecto. De manera general, se puede indicar que la fase 1 corresponde a la etapa de prefactibilidad del proyecto, la fase 2 hace referencia a la etapa de factibilidad y la fase 3 hace referencia a que el proyecto ya debe tener unos diseños definitivos (UPME, 2016).

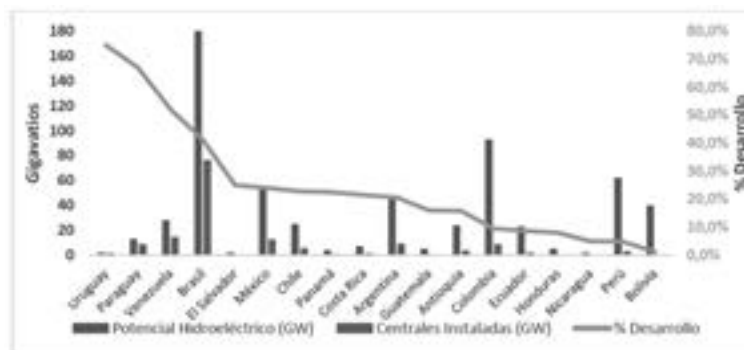
Actualmente se encuentran inscritos 212 proyectos, los cuales equivalen a 7585,74 MW. En la tabla 1 se agrupan los proyectos registrados en tres rangos de capacidades, en donde es evidente una mayor participación (en número de registros) de aquellos proyectos con capacidades inferiores a 20 MW (más de 78%), lo que destaca el interés de los generadores de energía en el país por desarrollar plantas menores.

Tabla 1. Distribución de registro por rango de potencia

Proyectos de generación registrados al 30 de junio de 2016			
Rango de capacidad (MW)	Número de proyectos	Capacidad total (MW)	% Part. por # proy.
0 - 20	167	1996,81	78,77%
20 - 100	31	2125,69	14,62%
> 100	8	2839,00	6,61%

Fuente: UPME, 2013.

Figura 7. Potencial hidroeléctrico de Latinoamérica por porcentaje de desarrollo y capacidad instalada, 2010



Fuente: BIRD, 2011.

La tabla 2 (siguiente página) muestra la lista de proyectos hidroeléctricos de Antioquia incluidos en el registro de la UPME para el Plan de Expansión de Referencia. Son 43 proyectos con una capacidad instalable de 2447,48 megavatios, de los cuales 8 se encuentran en la etapa de factibilidad, mientras que el resto está en la etapa de estudios de prefactibilidad.

Por su topografía y por sus condiciones hídricas y geológicas, Antioquia tiene un gran potencial para construir y operar centrales eléctricas de todos los tamaños, potencial que debe aprovecharse al máximo en los próximos años, teniendo en cuenta la destinación de recursos económicos para programas de reforestación, recuperación de suelos, protección ambiental, recuperación de fauna y flora, saneamiento, promoción de la cultura ambiental y disminución de impactos no deseables.

Es importante mencionar que en Antioquia se cuenta con un potencial registrado del 46,32% de la generación de energía del país por medio de PCH con un total de 924,9 MW y se cuenta con un potencial a escala de grandes centrales de 1511,32 MW, sin tener en cuenta el megaproyecto hidroeléctrico Hidroituango, que entra en operación en el año 2018 y cuenta con una capacidad de 2400 MW. La entrada

en operación de esta planta no afectaría la generación de energía por medio de PCH, pues esta última es una estrategia a utilizar en zonas remotas y no conectadas a la red.

3.2 Impactos ambientales de las centrales hidroeléctricas

Los proyectos hidroeléctricos en un territorio tienen impactos en su capital natural² y, por consiguiente, se altera la sostenibilidad del territorio. Según World Commission (2000), los impactos de la construcción de represas sobre los ecosistemas son:

- *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.
- *Impactos de segundo orden*, que involucran cambios en la productividad biológica del ecosistema, incluyendo los efectos sobre la vegetación de ribera, así como los 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.

2 Riqueza en términos de fauna, flora, biodiversidad, recursos hídricos, calidad del suelo, entre otros.

Tabla 2. Proyectos hidroeléctricos en Antioquia registrados en el Portafolio de Proyectos de Generación en Colombia(UPME, 2016)

FECHA DE REGISTRO	PROYECTO HIDROELÉCTRICO	FASE	CAPACIDAD (MW)
9/06/2011	SIRENO	1	335
9/06/2011	URRAO	1	170
9/06/2011	ENCIMADAS	2	94
9/06/2011	SAN MIGUEL	1	40
9/06/2011	EL POPAL	1	19,9
9/06/2011	EL DOCE	1	360
15/11/2011	ESPÍRITU SANTO	1	700
19/11/2011	PCH ECOLÓGICA PORCE III	2	2
24/05/2012	EL MOLINO	1	19,9
24/05/2012	SAN MATÍAS	1	19,9
25/06/2012	PCH CHOCHORRÍO	1	8
12/07/2012	SAN FRANCISCO	1	52,5
21/09/2012	PCH YEGUAS	1	4,07
28/09/2012	PCH HIDRONARE	1	9,8
17/10/2012	PROYECTO HIDROELÉCTRICO ZUCA	2	9,1
17/10/2012	PCH ROSARIO I	1	13,3
17/10/2012	PCH ROSARIO II	1	5,94
17/10/2012	PCH ROSARIO III	1	6,12
17/10/2012	PCH ROSARIO IV	1	8,26
17/10/2012	PCH ORO I	1	5,33
17/10/2012	PCH ORO II	1	6,2
4/12/2012	PROYECTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO AURES	2	19,9
4/12/2012	PCH DE CANTAYUS	1	4,23
26/02/2013	EL CABLE	1	4,81
1/03/2013	PROYECTO HIDROELÉCTRICO RÍO FRÍO EDEISA	1	12,9
9/04/2013	EL TRAPICHE II	1	6,75
9/04/2013	PALOMA 3 - ARGELIA	1	17,2

Tabla 2 Continúa en siguiente página

9/04/2013	PALOMA 4 - ARGELIA	1	11,4
9/04/2013	RÍO NEGRITA - ARGELIA	1	7,8
23/04/2013	PROYECTO HIDROELÉCTRICO ESCUELA DE MINAS	1	55,9
23/04/2013	CH SALTO ABAJO	1	19,9
31/05/2013	CAÑAVERAL	2	80
26/12/2014	LA BONITA	1	2,8
26/12/2014	NUTABE	1	3,2
26/12/2014	PALMICHALA	1	5,1
26/12/2014	P.H. SOFÍA	1	7,5
16/02/2015	PROYECTO MAYABA	1	190
4/03/2015	PCH RANCHERÍA	1	5
27/04/2015	PCH CHOCHORRÍO	1	4
27/04/2015	C.H MAGALLO	2	5,7
28/04/2015	POCITOS I	1	13,8
28/04/2015	POCITOS II	1	15,8
22/05/2015	PCH LAS CRUCES	1	7
26/05/2015	PCH CHORROS BLANCOS	1	8
14/07/2015	PCH MULATOS II	1	7
14/07/2015	SISTEMA HIDROELÉCTRICO RÍO SAN JUAN	2	114,3
16/09/2015	BARRANCAS	1	4,7
16/09/2015	P.H. CAÑAFISTO	1	936
16/09/2016	PCH LA ALBANIA	1	12,2
8/10/2015	PCH LUZMA I	3	19,9
8/10/2015	PCH LUZMA II	3	19,9
30/11/2015	PCH BRICEÑO I	1	20
30/11/2015	PCH BRICEÑO II	1	20
30/11/2015	PCH PALOMA 3	1	17,2
30/11/2015	PCH PALOMA 4	1	11,4

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).

Dada la afectación que se causa al medioambiente, 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, así como determinar el valor del capital natural para su compensación en la comunidad afectada (UPME, 2002).

3.3 La alternativa de las pequeñas centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas con una potencia menor aveintemegavatios se denominan pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Este tipo de unidades de gener-

ación 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 pertenece 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 debido a la generación menor a 20 MW y, por tanto, no deben pagar esa tarifa (CREG, 1995).

Estos proyectos suelen tener beneficios adicionales para el desarrollo sustentable, y son favorecidos por algunos compradores de bonos de carbono, debido a la facilidad con la que se pueden determinar la línea base y el cumplimiento de requisitos establecidos en el 2001 por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Whittington, 2007). Por otra parte, las pequeñas centrales hidroeléctricas son consideradas como energía renovable con cero emisiones de GEI (Martins *et al.*, 2013; Zhou *et al.*, 2009). Además, Abbasiy Abbasi (2011) han encontrado, a partir de estudios, que los impactos de las pequeñas centrales hidroeléctricas son propensos a ser pequeños y localizados, a diferencia de las consecuencias que trae la implementación de grandes centrales hidroeléctricas.

Diversos autores (Abril *et al.*, 2005; Martins *et al.*, 2013; UNEP, 2004; Van Vuuren *et al.*, 2003) han

evaluado favorablemente los proyectos de PCH como candidatos para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero por ser considerados fuentes de cero emisión de GEI. Para Wattset *et al.*, (2015) las PCH representan una fuente de energía renovable, con una reducción de las emisiones de GEI, y por ello el mercado MDL es una fuente de oportunidad para su desarrollo, pues aumenta el interés de los inversores en este tipo de fuentes de energía. Por otra parte, las tecnologías de energía renovable, que incluyen a las PCH, pueden contribuir a la sostenibilidad global a través de la mitigación de GEI (BIRD, 2011; Mol, 2012).

Además, algunos estudios (Kumar, 2007; Sachdev *et al.*, 2015; Sharma *et al.*, 2013) en países en vía de 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 GEI. A su vez, Gutiérrez (2000) afirma que la generación de electricidad con fuentes renovables de energía podría contribuir significativamente a satisfacer la creciente demanda de energía y a la electrificación de áreas remotas y rurales. Por otro lado, los desafíos sociales, como la mano de obra no calificada, la corrupción, algunas prácticas burocráticas, las políticas gubernamentales ambiguas, los problemas de gestión y la resistencia al cambio de la población local también son factores relevantes a considerar, y las PCH contribuyen de manera favorable a dichos aspectos (Khan, 2015).

En definitiva, las PCH pueden ser una solución económica para los problemas energéticos en áreas no interconectadas a la red, zonas remotas, rurales y montañosas en Colombia, donde la extensión del sistema conectado es comparativamente antieconómica y, en muchos casos, con demasiadas caídas. Por lo tanto, las PCH son una de las opciones más apropiadas para satisfacer la creciente demanda de energía, especialmente en países como Colombia,

donde existe un enorme potencial de energía hidroeléctrica. Es de naturaleza limpia y renovable, en contraste con las fuentes basadas en combustibles fósiles, que contaminan el medioambiente y producen CO₂ durante su proceso de generación de energía.

4. Modelos de valoración económica de emisiones en proyectos hidroeléctricos

En la actualidad existen 66 metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático (CMNUCC); esto es, existen 66 tipos de proyectos y tecnologías elegibles como mecanismos de desarrollo limpio. Los sectores donde aplican estos MDL son el energético (generación, distribución y consumo), las industrias manufactureras, la construcción, el transporte, la minería, los metales, el manejo de residuos y la reforestación. Los proyectos más populares son los de energías renovables, con un 56% del volumen transado en el mercado.

Las metodologías existentes presentan una clasificación según el reconocimiento de la Junta Ejecutiva del MDL y son aplicadas según el tipo de proyecto:

- Metodologías aprobadas (AM): Son el grupo más grande de metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL. Inicialmente son desarrolladas por un proponente para una idea específica de proyecto, pero pueden ser usadas para otros proyectos que tienen las mismas condiciones de aplicabilidad.
- Metodología consolidada aprobada (ACM): Metodología de gran escala para calcular las reducciones de emisiones para un proyecto, cuya utilización está aprobada por la Junta Ejecutiva

del MDL. Se consolida una serie de AM en una sola metodología para proyectos similares o relacionados. La consolidación es realizada por la UNFCCC y no por los proponentes del proyecto.

- Metodología aprobada para actividades de proyectos a pequeña escala (AMS): Existen metodologías disponibles para proyectos de pequeña escala que proveen metodologías de línea base y de monitoreo simplificadas.

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 3 se presentan algunas de las metodologías aplicadas en proyectos hidroeléctricos.

4.1. Metodología ACM0002 y su aplicación en proyectos hidroeléctricos

Dadas las características de los pequeños proyectos hidroeléctricos en Antioquia mencionadas anteriormente, la metodología ACM0002 versión 13.0.0 es aplicable debido al cumplimiento de las siguientes razones: i) los proyectos propuestos son de generación eléctrica utilizan una fuente de energía renovable y que suministra la electricidad generada a una red eléctrica; ii) los proyectos no implican 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 (Murtishaw, Sathaye, Galitsky y Dorion, 2006; Sharma y Shrestha, 2006).

4.1.1. Metodología de la línea base

La metodología consolidada establece que la línea base de una actividad de generación con fuentes renovables parte del cálculo de dos variables necesarias para estimar las reducciones de emisiones del proyecto: el factor de emisión del margen de operación (EFOM,y) y el factor de emisión del margen de construcción (EFBM,y). El margen de operación representa el efecto de una actividad del MDL sobre el despacho y el suministro de energía de las plantas conectadas al sistema eléctrico nacional en el que opera la actividad. El margen de construcción caracteriza el efecto de la actividad del MDL sobre las adiciones de capacidad de generación al sistema en el que opera la actividad. A partir de un promedio ponderado de estos dos márgenes se obtiene el factor de emisión de la línea base (EFy) (Lazarus y Sivan, 2002; UNFCCC, 2012).

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, la generación de la red interconectada nacional presenta resultados de emisiones de CO₂ más bajos que los que se producirían sin la implementación del proyecto.

Para las 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 y Tiago Filho, 2012; Devault *et al.*, 2009; Purohit, 2008b; Timilsina y 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.

Tabla 3. Metodologías más utilizadas en proyectos hidroeléctricos

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 (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 ² .
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 ³ 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 para 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.

Fuente: UNEP, 2013.

Las emisiones de la línea 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.

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

3 Son las siglas de Data Distribution Service.

BE_y	=	Emisiones de la línea base en el año y (t CO ₂ /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 (λ) y el factor de emisión del Margen de Construcción (λ_c), (t CO ₂ /MWh)

Se continúa 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 solo 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 a continuación:

$$EF_{OM-Adj,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

(Ecuación 2)

Donde,

$EF_{OM-Adj,y}$	=	Factor de emisión del margen de operación simple ajustado en el año y (t CO ₂ /MWh)
λ_y	=	Factor que expresa el porcentaje de veces en que las unidades de potencia <i>low-cost/must-run</i> 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 CO_2 por unidad de potencia m en el año y (t CO_2 /MWh)
$EF_{EL,k,y}$	=	Factor de emisión de CO_2 por unidad de potencia k en el año y (t CO_2 /MWh)
m	=	Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia <i>low-cost/must-run</i>
k	=	Todas las unidades de potencia <i>low-cost/must-run</i> conectadas en el año y

Para calcular los factores de emisión de CO_2 $EF_{EL,m,y}$ y $EF_{EL,k,y}$ se aplica la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = EF_{CO_2,i,m,y} * \eta_{m,y} * CONV$$

(Ecuación 3)

Donde:

$EF_{CO_2,i,m}$	=	Factor de emisión de CO_2 del tipo de combustible i usado por la planta m en el año y (t CO_2 /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 (UNFCCC, 2012).

En la tabla 4 se presentan los resultados obtenidos a partir de la ecuación 3, para el cálculo de los factores de emisión de CO_2 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 corresponde al conjunto de las adiciones de capacidad en el sistema eléctrico, que comprende el 20% de la generación (en MWh) y que ha sido construido recientemente (UPME, 2009, 2013). Con la muestra se determinó el factor de emisión del margen de construcción y se obtuvo un resultado para este factor de 0.24422 t CO_2 /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 (t CO_2 /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:

Tabla 4. Factores de emisión por fuente de combustible

VARIABLE	2008	2009	2010
Generación <i>low cost/must run</i> (kWh) ²	45.984.245.807	40.677.087.860	40.503.285.282
Emissiones <i>low cost/must run</i> (tCO2)	16.355	33.180	73.224
OM <i>low cost/must run</i> (tCO2/MWh)	0,0003557	0,0008157	0,0018078
Generación no <i>low cost/must run</i> (kWh)	8.128.306.238	14.964.392.812	16.068.818.044
Emissiones no <i>low cost/must run</i> (tCO2)	5.326.893	10.951.971	10.338.353
OM no <i>low cost/must run</i>	0,6553509	0,7318687	0,6433798

Fuente: Construcción propia.

(Ecuación 4)

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Donde:

$EF_{BM,y}$	=	Factor de emisión del margen de construcción en el año y (t CO ₂ /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 CO ₂ por unidad de potencia m en el año y (t CO ₂ /MWh)
m	=	Todas las unidades conectadas a la red excepto las unidades de potencia <i>low-cost/must-run</i>

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 en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados obtenidos para el cálculo del factor del margen combinado

VARIABLE	2008	2009	2010
OM no <i>low cost/must run</i>	0,6554	0,7319	0,6434
OM <i>low cost/must run</i>	0,0004	0,0008	0,0018
Lambda	0,3113	0,0451	0,0203
$EF_{OM \text{ simple } aj; y}$	0,4514	0,6989	0,6303
Generación [MWh]	54.112.552	55.641.481	56.572.103
$EF_{OM \text{ simple } [tCO_2/MWh]}$	0,59508		
$EF_{BM \ 10 \ [tCO_2/MWh]}$	0,24422		
$EF_{CM} \ [tCO_2/MWh]$	0,419650		

Fuente: Construcción propia.

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

4.2. Aplicación del modelo económico en Antioquia

A partir del cálculo del margen combinado y teniendo en cuenta el potencial hidroeléctrico de Antioquia, se

determinó el potencial de reducción de emisiones de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Antioquia para un período de siete años. La tabla 6 muestra los resultados obtenidos, aplicando la metodología anteriormente descrita.

Tabla 6. Potencial estimado de reducción de emisiones en Antioquia(UPME, 2013)

Proyecto hidroeléctrico	Capacidad (MW)	Reducción de emisiones al año tCO ₂	Primer período de acreditación (7 años) tCO ₂
PCH BRICEÑO I	20	55.394	387.758
PCH BRICEÑO II	20	55.394	387.758
EL POPAL	20	55.117	385.819
EL MOLINO	20	55.117	385.819
SAN MATÍAS	20	55.117	385.819
P.H. RÍO AURES	20	55.117	385.819
CH SALTO ABAJO	20	55.117	385.819
PCH LUZMA I	20	55.117	385.819
PCH LUZMA II	20	55.117	385.819
PALOMA 3 – ARGELIA	17	47.639	333.472
PCH PALOMA 3	17	47.639	333.472
POCITOS II	16	43.761	306.329
POCITOS I	14	38.222	267.553
PCH ROSARIO I	13	36.837	257.859
P.H. RÍO FRÍO EDEISA	13	35.729	250.104
PCH LA ALBANIA	12	33.790	236.532
PALOMA 4 - ARGELIA	11	31.575	221.022
PCH PALOMA 4	11	31.575	221.022
PCH HIDRONARE	10	27.143	190.001
P.H. ZUCA	9	25.204	176.430
PCH ROSARIO IV	8	22.878	160.144
PCH CHOCHORRÍO	8	22.158	155.103
PCH CHORROS BLANCOS	8	22.158	155.103
RIO NEGRITA - ARGELIA	8	21.604	151.226

Proyecto hidroeléctrico	Capacidad (MW)	Reducción de emisiones al año tCO ₂	Primer período de acreditación (7 años) tCO ₂
P.H. SOFÍA	8	20.773	145.409
PCH LAS CRUCES	7	19.388	135.715
PCH MULATOS II	7	19.388	135.715
EL TRAPICHE II	7	18.695	130.868
Otras PCH	541	1.498.933	10.492.532
TOTAL	924,9	2.561.694,1	17.931.858,9

Fuente: Construcción propia.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas en Antioquia tienen un potencial de reducción de emisiones anuales de 2561694 tCO₂, así que suponiendo que todos estos proyectos fueran aprobados como MDL, se podría tener una reducción de 17931858,9 tCO₂ para un período de acreditación de siete años. Este potencial de reducción de emisiones se podría negociar en el mercado de CER como créditos transferibles que se podrían aprovechar como compensación del costo del capital natural de cada proyecto y, a su vez, se podrían reinvertir en las zonas de influencia de los proyectos hidroeléctricos.

4.3. Ingresos esperados por venta de bonos

Existe un consenso en torno al hecho de que con la venta de certificados de reducción de emisiones de GEI se incrementa la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos y al mismo tiempo se puede facilitar la financiación de los mismos, dada la alta calidad del flujo de caja generado por la venta de los certificados.

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

$$I = V * P - T \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

V	=	Volúmen de CER (t CO ₂)
P	=	Precio del mercado (US\$/ t CO ₂)
T	=	Costos de transacción

De acuerdo con estos resultados, para un primer período de acreditación de los proyectos hidroeléctricos en Antioquia, identificados en la tabla 7, se generarían ingresos equivalentes a USD \$53795577 por la venta de CER en el peor de los escenarios. Si se tiene en cuenta que este dinero será entregado a la comunidad como fuente de restauración del capital natural afectado por el proyecto, se podría obtener un precio del CER superior (en este caso en USD6) ante el Banco Mundial, con lo cual se podrían obtener ingresos adicionales del proyecto por valor de US\$ 107591154.

Es de resaltar que los bonos de carbono presentan flujos constantes durante el período de acreditación aprobado y, por lo tanto, se generaría un

ingreso fijo durante los primeros siete años de vigencia para los propietarios de cada proyecto hidroeléctrico.

Tabla 7. Ingresos proyectados por la venta de CER según el potencial en Antioquia

Año	Escenario de ingresos según precio del CER		
	USD 3,00	USD 4,50	USD 6,00
1	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
2	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
3	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
4	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
5	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
6	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
7	USD 7.685.082	USD 11.527.624	USD 15.370.165
TOTAL	USD 53.795.577	USD 80.693.365	USD 107.591.154

Fuente: Construcción propia.

5. Conclusiones

Cada vez hay una mayor conciencia de los beneficios económicos, sociales y ambientales que generan los mercados de carbono bajo el MDL. En ese sentido, las pequeñas centrales hidroeléctricas contribuyen al desarrollo y la mejora de la calidad de vida en las comunidades rurales porque se demuestra que el desarrollo de un país o de una región está fuertemente ligado a la disponibilidad de energía.

Antioquia tiene grandes oportunidades de ser un actor relevante en el contexto mundial por su gran potencial hidroeléctrico y su posibilidad de participar en el mercado internacional del carbono, a través de la venta de certificados de reducción de emisiones,

debido en gran medida a los compromisos de reducción doméstica de la demanda (principalmente la Unión Europea y Japón) que consolidan este mercado. De acuerdo a los proyectos estudiados, se determinó un potencial de reducción de emisiones para Antioquia de 2561694 toneladas de CO₂ al año para el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas. El mercado de certificados tendría un tamaño de US\$ 107591154 para los siete años del primer período de compromiso del Protocolo de Kioto.

Se debe tener en cuenta que la variable "precio de los certificados" juega un papel importante en la evolución de los mecanismos diseñados para asegurar el cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto, ya que permitiría tomar decisiones con respecto a las alternativas de reducción o limitación de emisiones en el mercado, generando mayor dinamismo en el mismo.

6. Referencias

- Abbasi, T., y Abbasi, S. A. (2011). Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2134-2143.
- 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). Recuperado de <https://doi.org/10.1029/2005GB002457>.
- Aragón, H. (2008). *El mercado de carbono: construcción institucional, funcionamiento y perspectivas*. Recuperado de http://www.gobernanzamedioambiental.org/brugger_new/wp-content/uploads/2011/01/Lectura_11.pdf.
- Barros, R. M., y 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. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.050>.
- BIRD. (2011). *Potencial hidroeléctrico de Antioquia. Inventario, perspectivas y estrategias*. Medellín: Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia.
- 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. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2008.12.064>.
- Doane, D., y MacGillivray, A. (2001). Economic sustainability: The business of staying in business. *New Economics Foundation*, 1-52.
- Duque, E.A. (2014). *Sistemas de bono de carbono como fuente de restauración del capital natural en proyectos hidroeléctricos*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Recuperado de <http://www.bdigital.unal.edu.co/20391/>.
- Duque, E. A., González, J. D., y Restrepo, J. C. (2016). Developing sustainable infrastructure for small hydro power plants through clean development mechanisms in Colombia. *Procedia Engineering*, 145, 224-233.
- Eguren, L. (2004). *El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas*. Santiago de Chile: CEPAL.
- Ellis, J., Winkler, H., Corfee-Morlot, J., y Gagnon-Lebrun, F. (2007). CDM: Taking stock and looking forward. *Energy policy*, 35(1), 15-28.
- Forest Trends Association. (2013, noviembre). *Ecosystem marketplace*. Recuperado de www.ecosystemmarketplace.com.
- García, A., y Montoya, F. (2009). Oportunidades e incentivos para la generación eólica en Colombia. *8 años de servicio a la comunidad*, 4, 34.
- Gutiérrez, J. (2000). Renewables for sustainable village power supply. *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE, 1*, 628-633).
- IPCC. (2011). *Special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. United Kingdom and New York: Cambridge University Press.
- IRENA. (2015). *Energías renovables en América Latina 2015: Sumario de políticas*, (junio, 2015), 28. Recuperado de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf.
- Khan, R. (2015). Small hydro power in India: Is it a sustainable business? *Applied Energy*, 152, 207-216.
- Kumar, P. (2007). Developing small and mini hydro as a tool for sustainable development. *International Conference on Small Hydropower-Hydro Sri Lanka*, 22, 24.
- Lee, H., Park, T., Kim, B., Kim, K., y Kim, H. (2013). A real option-based model for promoting sustainable energy projects under the clean development mechanism. *Decades of Diesel*, 54(0), 360-368. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.050>.
- Lokey, E. (2009). *Renewable energy project development under the clean development mechanism*. London: Earthscan.
- Marín, D. C. (2010). *Análisis del mecanismo de desarrollo limpio como instrumento útil de cooperación internacional en el marco del cambio climático, caso de estudio Colombia periodo 2004-2009*. Recuperado de <http://repository.urosario.edu.co/handle/10336/2109>.
- Martins, D. E. C., Seiffert, M. E. B., y Dziedzic, M. (2013). The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. *Renewable Energy*, 60(0), 643-647. Recuperado de <https://doi.org/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. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2011.12.003>.
- Murtishaw, S., Sathaye, J., Galitsky, C., y 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. Recuperado de <https://doi.org/10.1007/s11027-006-4963-x>.

- Parnphumeesup, P., y Kerr, S. A. (2011). Classifying carbon credit buyers according to their attitudes towards and involvement in CDM sustainability labels. *Sustainability of biofuels*, 39(10), 6271-6279. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.026>.
- PNUMA, y UNFCCC. (2002). *Para comprender el cambio climático: Guía Elemental de la Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kioto*. Denmark. Recuperado 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. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.008>.
- Sachdev, H. S., Akella, A. K., y Kumar, N. (2015). Analysis and evaluation of small hydropower plants: A bibliographical survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1013-1022. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.065>.
- Schroeder, M. (2009). Utilizing the clean development mechanism for the deployment of renewable energies in China. *IGEC III Special Issue of the Third International Green Energy Conference (IGEC-III), June 18-20, 2007, Västerås, Sweden*, 86(2), 237-242. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.04.019>.
- Sharma, N. K., Tiwari, P. K., y Sood, Y. R. (2013). A comprehensive analysis of strategies, policies and development of hydropower in India: Special emphasis on small hydro power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18(0), 460-470. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.017>.
- Sharma, S., y Shrestha, R. M. (2006). Baseline for electricity sector CDM projects: Simplifying estimation of operating margin emission factor. *Energy Policy*, 34(18), 4093-4102. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.09.023>.
- Timilsina, G. R., y 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. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2005.10.013>.
- UNEP. (2004). *CDM Information and guidebook (Second)*. Recuperado de www.cd4cdm.org.
- UNEP. (2013). *CDM Methodology BOOKLET*. Recuperado de <https://cdm.unfccc.int/methodologies/>.
- UNFCCC. (2012). *ACM0002: Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*. Recuperado de <https://cdm.unfccc.int/methodologies/>.
- UNFCCC. (2013). *United Nations: Framework Convention on Climate Change*. Recuperado de <http://unfccc.int/2860.php>.
- UPME. (2002). *Metodología para la valoración de pasivos ambientales en el sector eléctrico*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2009). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2013). *Registro de proyectos de generación*. Recuperado de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/PROYECTOS_2013_JUL.pdf.
- UPME. (2016). *registro de proyectos de generación*. Recuperado de http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2016/Registro_Proyectos_Generacion_Jun2016.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. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(96\)00111-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(96)00111-5).
- Van Vuuren, D., Fengqi, Z., Vries, B. de, Kejun, J., Graveland, C., y 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. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00070-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00070-8).
- Watts, D., Albornoz, C., y Watson, A. (2015). Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the worlds portfolio and the role of Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41(0), 1176-1189. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.146>.

- Whittington, R. (2007). Hydro and the CDM: The role of hydroelectricity in meeting Kyoto obligations. *Refocus*, 8(1), 54-56. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/S1471-0846\(07\)70031-8](https://doi.org/10.1016/S1471-0846(07)70031-8).
- World Bank Institute. (2009). *State and trends of the carbon market 2009*. Washington: World Bank Institute.
- World Bank Institute. (2012). *State and trends of the carbon market 2012*. (p. 138). Washington: World Bank Institute.
- World Commision. (2000). *Represas y desarrollo: Un nuevo marco para la toma de decisiones*. Gland: World Commision.
- Yüksel, I. (2010). Hydropower for sustainable water and energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 462-469. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.025>.
- Zhang, C., y Yan, J. (2015). CDM's influence on technology transfers: A study of the implemented clean development mechanism projects in China. *Applied Energy*, 158, 355-365.
- Zhang, Z. (2010). China in the transition to a low-carbon economy. *Energy Policy*, 38(11), 6638-6653.
- Zhou, S., Zhang, X., y Liu, J. (2009). The trend of small hydropower development in China. *Renewable Energy*, 34(4), 1078-1083. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.07.003>.