



Análisis de los Indicadores de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Valorar Proyectos de Energía Renovable en Sistemas Eléctricos, Caso de Colombia

Analysis Indicators of Greenhouse Gas Emissions for Assessing Renewable Energy Projects in Electrical Systems, Case of Study in Colombia

Marco Alejandro Berrío-Monsalve, MSc

*Facultad de Minas
Universidad Nacional de Colombia
Medellín, Colombia
maberrio@unal.edu.co*

Mónica Arango-Arango, MSc

*Facultad de Administración
Universidad de Medellín
Medellín, Colombia
moarango@udem.edu.co*

Sergio Botero-Botero, PhD

*Facultad de Minas
Universidad Nacional de Colombia
Medellín, Colombia
sbotero@unal.edu.co*

(Recibido el 30-11-2014. Aprobado el 13-12-2014)

Resumen. La contribución técnica presenta una discusión acerca los indicadores definidos por la UNFCCC y apropiados para aplicar en proyectos de generación eléctrica en Latinoamérica. Se hace énfasis en el posible uso de indicadores para incentivar el uso de tecnologías de generación renovables y mitigar la emisión de gases con efecto invernadero a la atmósfera, en proyectos que se encuentren en fase operativa. Adicionalmente, se presenta un nuevo indicador (El del Costo Social del Carbono- SCC-) diferente a los definidos por la UNFCCC. Finalmente se centra la discusión en la aplicación de los indicadores en el caso Colombiano y cómo la correcta valoración de las emisiones de CO₂ permite una mayor penetración a las tecnologías de generación renovables como la eólica.

Palabras clave: Indicadores de emisiones, valoración, mitigación de emisiones de CO₂, proyectos de energías renovables.

Abstract. The paper presents a discussion about the indicators defined by the UNFCCC and suitable for application in power generation projects in Latin America. Emphasis on the possible use of indicators is done to encourage the use of renewable generation technologies and reduce the emission of greenhouse gases into the atmosphere, in projects that are in operational phase. Additionally, a new indicator (The Social Cost of Carbon-SCC) different from those defined by the UNFCCC is presented. Finally, the discussion focuses on the application of indicators in the Colombian case and how the correct assessment of CO₂ emissions allow greater penetration of renewable technologies such as wind generation.

Keywords: Emission indicators, assessment, mitigation of CO₂ emissions, renewable energy projects.

Citación de artículo, estilo IEEE:

M.A. Berrío-Monsalve, M. Arango-Arango, S. Botero-Botero, "Análisis de los Indicadores de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Valorar Proyectos de Energía Renovable en Sistemas Eléctricos, caso de Colombia", *Lámpsakos*, N° 13, pp. 24-38, 2015.

DOI: <http://dx.doi.org/10.21501/21454086.1496>

1. INTRODUCCIÓN

Este artículo se deriva del trabajo final de maestría en Ingeniería Administrativa “*Diversificación de la Canasta Eléctrica Colombiana Considerando Costos de Emisiones de CO₂*”, de la Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia- Sede Medellín [1]. En los últimos años, se ha visto la necesidad de introducir más proyectos de energías renovables en los sistemas eléctricos, es decir, proyectos diferentes a los de energías convencionales (grandes hidroeléctricas y termoeléctricas con combustibles fósiles) [2], los cuales ayuden a diversificar la matriz de generación eléctrica. Esto es debido a las implicaciones que ha tenido en el cambio climático la emisión de gases de efecto invernadero, los cuales son causados, en gran parte, por el consumo de combustibles fósiles en las centrales termoeléctricas. Sin embargo, a la hora de evaluar proyectos se han encontrado diferentes fuentes de información que pueden llegar a ser confusas [3].

Resulta claro que los sistemas eléctricos deben buscar reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto se logra sustituyendo las tecnologías que consumen combustibles fósiles por energías renovables; de esta forma, se contribuiría significativamente a reducir los impactos del calentamiento global.

Los sistemas eléctricos alrededor del mundo, tanto los centralizados como los que tienen una estructura de mercado, despachan su energía en orden de mérito, dando prelación a las de menores costos. Sin embargo, en pocos sistemas a las termoeléctricas se les incluye el costo de las emisiones de gases de efecto invernadero que ellas ocasionan. Si se considera el costo por contaminar dentro de la decisión de despacho, se tendría como resultado que las energías no convencionales mejorarían su competitividad con respecto a las termoeléctricas y las desplazarían, logrando una reducción de emisiones. La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) le presentó al gobierno colombiano en 2015 una serie de recomendaciones sobre aspectos económicos. En el informe, la OCDE hace énfasis en introducir un impuesto directo a las emisiones de CO₂ [4], el cual sería incluido en una futura reforma tributaria.

En este artículo se analizan los diferentes índices derivados a partir de los mecanismos de desarrollo limpio –MDL en español y CDM en Inglés- (Clean Development Mechanism –CDM-). Dichos índices son

utilizados para incentivar los nuevos desarrollos en generación renovable y/o para valorar las emisiones de CO₂ en proyectos existentes, lo cual, a su vez, incentiva sus reducciones.[5], [6].

Se hace especial énfasis en los CER (Certificados de Reducción de emisiones) y los EUA (European Union Allowances) [6], además de los trabajos de valoración del costo social del carbono (Social Cost of Carbon) [7], [8]. Finalmente se identifican los tipos de proyectos para los cuales deberían ser aplicados.

Hablar de CDM necesariamente implica hacer un recuento desde el Protocolo de Kyoto sobre las medidas tomadas a nivel global y los mecanismos desarrollados para mitigar los efectos del cambio climático. El protocolo fue inicialmente adoptado por 186 países, el 11 de diciembre de 1997, en Kyoto, Japón, y entró vigencia a partir del 16 de febrero de 2005. Es importante mencionar que la implementación del protocolo se planeó en tres fases así:

1.1. Fases de implementación del protocolo de Kyoto

Los expertos que participaron en la elaboración del protocolo de Kyoto [9] visualizaron la dificultad de su implementación a futuro, motivo por el cual la dividieron en varias fases. La ventaja de dividir la implementación en diferentes fases consiste en que se detectan y corrigen los problemas o dificultades que surgieron en las primeras fases. A continuación se describe cada una de las fases propuestas.

1.1.1. Fase I

Esta inició el 16/02/2005 y terminó el 31/12/2007. Se considera una fase de aprendizaje en la cual fueron creados cuerpos administrativos y regulatorios. Durante esta fase, 11000 de las mayores industrias contaminantes, incluidas centrales de generación térmica en la Unión Europea (UE), estaban obligadas a suministrar datos sobre sus niveles de emisiones anuales. Con base en los datos suministrados por las industrias, los gobiernos hicieron una emisión de “allowances” o permisos para emitir toneladas de CO₂. En el año 2006, se observó que la emisión de “allowances” o permisos fue excesiva, lo cual colapsó los precios de dichos títulos en el mercado por sobreoferta. Dhamija [3] afirma que la sobreoferta de permisos para emitir CO₂ se dio debido a que las grandes industrias y centrales de generación térmica

no fueron totalmente transparentes acerca de los datos suministrados a los organismos gubernamentales sobre los niveles de emisiones “reales”. Adicional al colapso en los precios de los títulos, la consecuencia práctica fue que los grandes emisores de CO₂, no se vieron obligados a iniciar la reducción de las emisiones durante esta primera fase.

1.1.2. Fase II

Esta inició el 01/01/2008 y terminó el 31/12/2012. En este período se corrigió el problema de la sobreoferta de títulos correspondientes a las emisiones de CO₂ y sus equivalentes. La corrección consistió en hacer que todos los títulos emitidos en la primera fase expiraran con el fin de la misma. Para la segunda fase, se emitieron nuevos títulos basados en el nivel de emisiones real verificado correspondiente a las industrias en la Unión Europea (UE); de esa manera, no se generó sobreoferta. En la segunda fase las industrias sí se vieron obligadas a reducir sus emisiones anuales o a pagar por contaminar.

1.1.3. Fase III

Esta inició el 01/01/2013 y termina el 31/12/2020. Es la fase actual en la cual los mercados de emisiones de carbono están afrontando serias dificultades por razones que serán explicadas posteriormente. Es importante mencionar que los títulos emitidos por los diferentes países europeos más Rusia durante la Fase II y que no hayan sido acreditados o “consumidos” por las industrias contaminantes, no expiran al final de la fase II. Esto quiere decir que dichos títulos emitidos durante la Fase II se pueden transar durante la Fase III hasta que sean acreditados o “consumidos”.

1.2. Anexos del Protocolo de Kyoto

Los 191 países -actualmente- firmantes del protocolo [9] están divididos en tres categorías así:

1.2.1. Anexo I

Este grupo de países está integrado por 41 países industrializados, los cuales están obligados a cortar sus emisiones de gases con efecto invernadero en 5,2%, de manera conjunta, por debajo de los niveles de emisión de 1990. Esta reducción se debe llevar a cabo durante el desarrollo de la Fase II. Adicionalmente, este grupo de países está obligado a ayudar

a “bloquear” los niveles de emisiones en las naciones en desarrollo, de tal forma que no se incrementen descontroladamente en la medida en que se incrementa la demanda energética, como consecuencia del desarrollo económico y social.

1.2.2. Anexo II

Este grupo está conformado por 24 de los 41 países industrializados más ricos, los cuales están obligados a proveer financiamiento y soporte técnico adicional a las naciones No anexas. Las naciones No anexas corresponden a los 145 países en desarrollo, que necesitan ayuda y transferencia tecnológica para poder “bloquear” sus emisiones de CO₂.

1.2.3. Países No anexados a I

Estas naciones no tienen metas específicas a cumplir respecto de sus niveles de emisiones de CO₂. Esto se debe a que los países en desarrollo tienen una contribución de emisiones per cápita de CO₂ mínima al compararse con las naciones industrializadas o desarrolladas.

La “United Nations Framework Convention on Climate Change” (UNFCCC) adoptó el principio de responsabilidades comunes para disminuir los niveles de emisiones de gases con efecto invernadero, pero diferenciadas según la capacidad que tiene cada país, de acuerdo a su nivel de desarrollo económico y tecnológico [3]. En este principio se basan los mecanismos flexibles para el desarrollo de tecnologías e instrumentos financieros que permiten concretar las metas inicialmente propuestas por el protocolo de Kyoto.

1.3. Desarrollo de mecanismos flexibles

El protocolo definió cuatro mecanismos flexibles, los cuales se explican a continuación con base en el glosario de términos [10] definidos por la (UNFCCC).

1.3.1. Clean Development Mechanism (CDM) o Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

Mecanismos de desarrollo limpio (MDL), por sus siglas en Inglés. Los CDM impulsan y financian los desarrollos tecnológicos con energías renovables, la reforestación y conservación de bosques naturales o cultivos forestales. Un objetivo de los CDM consiste en compensar las emisiones causadas en países in-

dustrializados mediante la captura de CO₂ que realizan los bosques financiados y certificados en Latinoamérica, África y Asia. El segundo objetivo consiste también en compensar las emisiones causadas en países industrializados mediante el financiamiento de desarrollos energéticos con fuentes renovables -es decir que no utilicen combustibles fósiles-. Los Certified Emission Reduction (CER), por sus siglas en inglés, son instrumentos financieros emitidos por Europa, Estados Unidos y Japón, los cuales se utilizan para financiar los proyectos anteriormente mencionados. Las corporaciones que adquieren CER, básicamente están pagando una compensación mediante la financiación de proyectos en el hemisferio sur, por la contaminación que dichas corporaciones causan en el Norte.

1.3.2. *International Emission Trading (IET)*

Mercado global para los instrumentos financieros derivados de las emisiones de carbono. Este mercado depende de cantidades de unidades asignadas a cada país y básicamente ha fracasado debido a la posición de los Estados Unidos (empresarios y gobierno).

1.3.3. *Joint Implementation (JI)*

Esta produce los instrumentos financieros, Emission Reduction Unit (ERUs), instrumentos que cumplen la misma función que los CER. La diferencia consiste en que son exclusivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables, cuidado o cultivo de bosques en Rusia, Ucrania y los antiguos países de la cortina de hierro.

1.3.4. *European Union Emission Trading Scheme (EU ETS)*

Este es el mayor mercado de carbono en el mundo y en el cual principalmente se transan los European Union Allowances (EUA), los CER y los ERU. Los EUA son los instrumentos financieros que le dan a su tenedor el derecho de emitir una tonelada de CO₂ o sus gases equivalentes. Cada gran contaminador en Europa, bien sea industria o central térmica de generación, tiene que acreditar (a finales de marzo de cada año) un EUA por cada tonelada de CO₂ que emitió durante su operación el año inmediatamente anterior [11]. En caso tal de que el contaminante esté "largo" entre el número de EUA que posee versus el número de toneladas emitidas, debe pagar fuertes

multas que oscilan entre 100 y 130 euros por cada tonelada de CO₂ emitida y no acreditada con su respectivo EUA.

1.3.5. *Clasificación de Títulos CER, agrupados por tipos de tecnologías*

La UNFCCC, en su más reciente publicación para la consulta sobre los CDM y sus metodologías [6], agrupa diferentes caracterizaciones aplicadas por tipos de tecnologías. En la Figura 1 se observan los títulos CER definidos para aplicar únicamente en el desarrollo de nuevos proyectos de expansión en generación con energías renovables. Los títulos ACM002 aplican para la financiación de hidroeléctricas con capacidad mayor de 20MW. Los títulos AMS-I.D. aplican para la financiación de hidroeléctricas con capacidad menor de 20MW. Los títulos AMS-I.B. aplican para la financiación de proyectos de generación eólica. Cabe anotar que los títulos con mayor volumen de transacción son los relacionados con centrales hidroeléctricas. En total, se tienen trece grupos de títulos CER, los cuales se definen de acuerdo al tipo de tecnología a aplicar en proyectos específicos. En la Figura 2, se observan los títulos CER definidos en la categoría de reforestación y otras metodologías, los cuales son utilizados para financiar la reforestación y el cuidado de bosques que garanticen la compensación de emisiones de CO₂ en otras regiones.

2. METODOLOGÍA

Una vez hecha la revisión acerca de los CDM creados a partir del protocolo de Kyoto, cobra importancia analizar las dificultades que se presentan para su implementación.

Inicialmente se hace un análisis de los condicionantes históricos de estos índices. Posteriormente se hace un análisis de la serie de tiempo de estos indicadores, identificando las variaciones que han tenido desde su creación y se discute la aplicabilidad de estos [7], para la financiación de proyectos en los sistemas eléctricos de América Latina. Finalmente se presenta una propuesta para valorar el costo de las emisiones de CO₂, en un estudio de caso del mercado de energía en Colombia.

Este estudio se basa en la valoración de los costos de generación de las plantas termoeléctricas a carbón y gas, en comparación con la energía eólica.

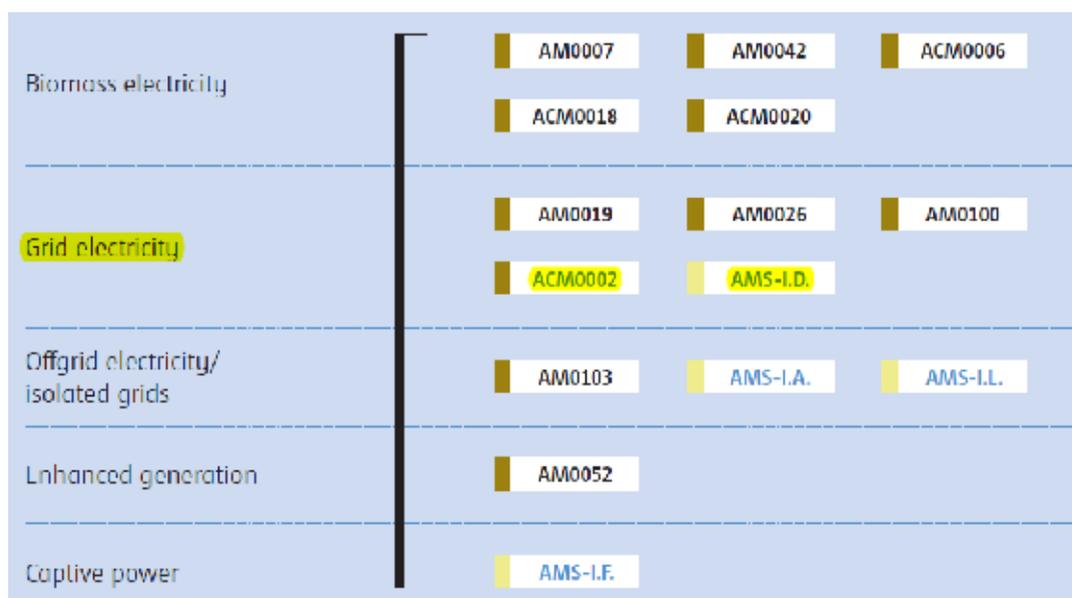


Fig. 1. "Títulos CER" definidos para proyectos con energías renovables, tomado de [6]

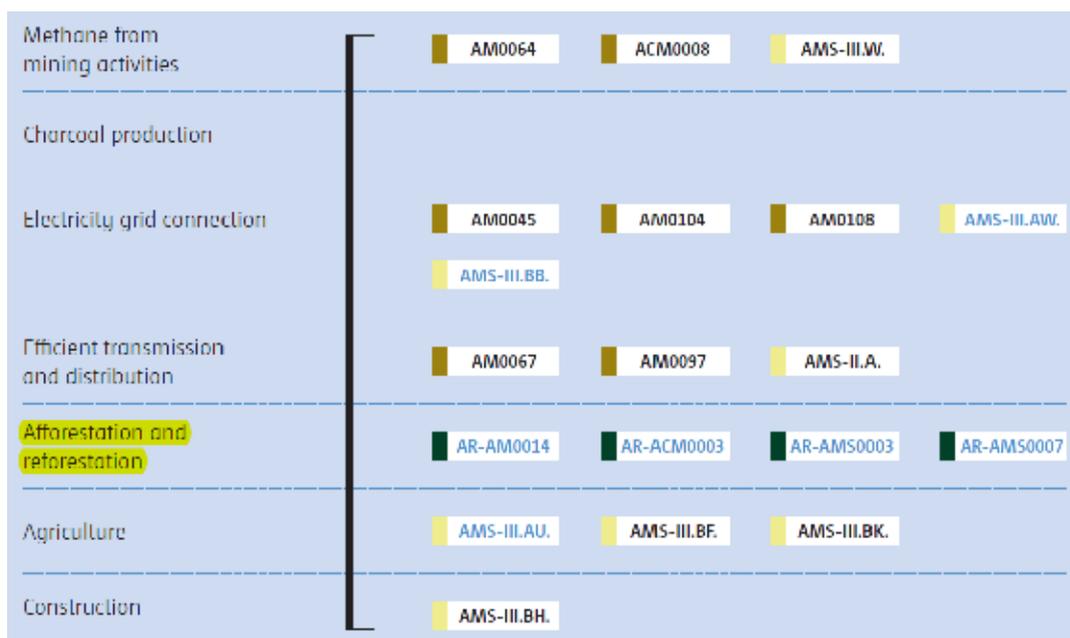


Fig. 2. Títulos CER definidos para reforestación y otras metodologías [6]

2.1. Desacuerdos y problemas de implementación del protocolo de Kyoto

Desafortunadamente, China e India -que actualmente se han convertido en grandes contaminantes globales, debido a su incremento en la demanda energética, como consecuencia de su acelerado desarrollo económico-, no tienen limitaciones específicas en sus emisiones de carbono. Este error inicial se debió a que estos dos países tenían un precario desarrollo industrial (por lo cual, no eran grandes contaminadores) durante el período previo a la adopción del protocolo.

Mientras que EU reconoce que los países industrializados son responsables por 70% de la emisión de gases con efecto invernadero, le preocupa simultáneamente el surgimiento de futuras fuentes de dichos gases. De acuerdo a Eizenstat, "Alrededor de 2015, China será el mayor emisor de gases con efecto invernadero y, para 2025, los países en desarrollo en su conjunto emitirán más gases con efecto invernadero, en comparación con el total de los países desarrollados" [12].

El hecho de no haberle exigido a China e India compromisos y metas puntuales en la reducción de emisiones de CO₂, le ha servido como excusa a Estados Unidos para ser reacio a involucrarse de manera decidida en el mercado de emisiones de carbono. Adicionalmente, el gobierno y el empresariado americano han priorizado el desarrollo económico sobre el problema del cambio climático. La posición del Gobierno americano se ve reflejada en el hecho de que no ha sido lo suficientemente exigente al autoimponer metas ambiciosas en disminución de emisiones de CO₂ a sus industrias más contaminantes e intensivas en consumo energético y a las centrales de generación térmica.

Algunas de las metas definidas por el protocolo son: 8% en reducción de emisiones para la Unión europea como conjunto, 7% para los estados Unidos, 6% para Japón, 0% para Rusia (otro gran error desde el punto de vista ambiental); adicionalmente, permite incrementos de las emisiones de 8% para Australia y 10% para Islandia [9]; esto sin mencionar la contaminación causada por los sistemas de transporte. La nueva sobreoferta de instrumentos financieros CER, ERU y EUA es causada principalmente por la Federación Rusa. El precio de estos instrumentos que actualmente -es decir, durante la Fase III- se transan en el mercado de emisiones europeo ha colapsado, al

punto de que se están transando a precios demasiado bajos, inclusive por debajo de sus costos de emisión. La explicación de la sobreoferta es la siguiente: el colapso económico y político de la Unión Soviética en 1991, ocasionó una gran desindustrialización en Rusia y los países de la antigua cortina de hierro. Esta gran desindustrialización, a su vez, causó una gran caída en la demanda eléctrica y, por ende, una disminución en las emisiones de CO₂ hasta del 40% respecto de los niveles de 1990. Posteriormente, el desarrollo económico ruso ha causado un modesto incremento del 15% de sus emisiones de CO₂ a partir de 1998 [3]. Se puede afirmar entonces que el enorme decremento en las emisiones de CO₂ por parte de Rusia se debe a un efecto colateral, causado por su colapso económico de 1991, más que a un esfuerzo por reducir sus emisiones mediante la implementación de tecnologías de generación limpia o renovable. Como ya se había mencionado, la meta adquirida por los rusos en reducción de emisiones de acuerdo al Protocolo de Kyoto es del 0% y han tenido una reducción real superior al 20%, sin "esforzarse realmente" para alcanzar dicha meta.

La reducción real de emisiones por parte de la Federación Rusa le permitió acumular un estimado de hasta 5 billones de títulos CER, ERU y EUA, -créditos para contaminar- no utilizados durante la Fase II, los cuales son trasladables y transables durante la Fase III. Esta cantidad es el equivalente al esfuerzo hecho por toda la Unión Europea para reducir las emisiones de CO₂ durante la Fase III. Debido a que el Protocolo de Kyoto es vinculante, los rusos han inundado el mercado de emisiones europeo con su "superávit de EUA". Se ha planteado como solución a la sobreoferta de EUA, que se le aplique un factor de descuento del 30%, 50% u 80% a los créditos que generan el "superávit de EUA rusos".

Cabe recordar que el grueso de la generación eléctrica en Europa, EUA, Rusia, China, India y Japón, está soportada en centrales de generación térmica que necesariamente queman combustibles fósiles como carbón o gas natural.

2.2. Descripción del sistema "Cap and Trade" que crea los mercados de emisiones de CO₂

En el protocolo de Kyoto, artículo 17, fue introducido el "Emission Trading System", ETS [11], o sistema transaccional, para crear un mercado de emisiones que funcione de manera similar a cómo funcionan

los mercados de commodities o productos básicos no procesados en Estados Unidos, Europa y Japón. El ETS se basó en la exitosa experiencia de los americanos, quienes ya habían creado un mercado de emisiones para combatir la lluvia ácida -causada por la emisión de gases contaminantes- al comienzo de los 90. El mercado de emisiones americano consistió en crear “permisos de polución”, los cuales eran transables. Dichos permisos de polución buscaban reducir a bajo costo la emisión de plomo y dióxido de sulfuro al medio ambiente; este mercado fue creado por el Congreso mediante el “US Clean Air Act Amendments of 1990”. El mercado de emisiones contra la lluvia ácida se estima que ayudó a reducir los costos de emisión por encima del 50% [12].

La siguiente es una descripción detallada de cómo los ETS trabajan:

Dado que los permisos están limitados a una cantidad menor que la cantidad de gas que normalmente se emite, el derecho a emitir se convierte en una mercancía valiosa. Si se permite el comercio de permisos, entonces, un precio de mercado será establecido. Aquellos que deseen emitir los gases especificados más allá de los niveles permitidos deben o bien reducir sus emisiones (mediante la implementación de cambios tecnológicos) o comprar permisos para emitir. Los contaminadores capaces de reducir sus emisiones a un relativo bajo costo, lo harán en lugar de comprar permisos para contaminar. Los contaminadores que se enfrenten a mayores costos de reducción tenderán a comprar permisos para satisfacer los requerimientos gubernamentales. De esta manera, las reducciones en las emisiones son hechas por los contaminadores que puedan hacerlo al menor costo posible, siendo compensados por los contaminadores que enfrentan mayores costos de reducción [12].

El sistema “Cap and Trade” para CO₂ de los europeos es una versión mejorada del sistema creado por los americanos para combatir la lluvia ácida. Este sistema está basado en estimular la reducción gradual de emisiones de gases con efecto invernadero. Las metas concretas para el año 2020 son 21% más bajas que el año 2005 y para el año 2030, más ambiciosas aún, 43% más bajas que en 2005. Desde el año 2013, 11000 empresas y centrales de generación térmica están obligadas a reducir sus emisiones 1.47% cada año hasta lograr un 21% de reducción total para la Fase III en el año 2020.

El sistema lo conforman los 28 miembros de la Unión Europea más Noruega, Lichestein e Islandia. Los gobiernos emiten cada año un número determinado de EUA, permisos para contaminar. Durante la Fase II, el 100% de los EUA emitidos por los gobiernos era gratuito -las emisiones hechas por los gobiernos se consideran emisiones primarias-; en la Fase III, se introdujeron cambios significativos para hacer el sistema más exigente. A partir del año 2013, el 80% de los EUA para la industria manufacturera fueron emitidos de manera gratuita; sin embargo, este porcentaje irá decreciendo gradualmente hasta alcanzar un 30% en el año 2020. El 20% restante de los EUA correspondientes al 2013 fueron emitidos por el mecanismo de subasta pública, en el cual cada año se incrementará gradualmente el porcentaje de EUA subastados hasta alcanzar 70% en 2020, es decir, las industrias comenzaron a “pagar por contaminar”. Adicionalmente, las centrales térmicas de generación están en otra categoría y durante toda la Fase III están obligadas a comprar mediante mecanismo de subasta el 100% de los EUA que requieran, de acuerdo a su respectivo nivel de contaminación anual [11].

La compra de los EUA por parte de las centrales térmicas de generación, sumado al hecho de que cada año reciben un menor número de EUA, puede obligar a dichas plantas a implementar cambios tecnológicos o migrar hacia sistemas de generación menos contaminantes -en términos de emisiones-. Por ejemplo, si el “switching cost” por cambiar de carbón a gas natural como combustible para la central es superior a lo que cueste comprar los EUA, la decisión es simple: se “paga por contaminar”. El “switchig cost” está directamente relacionado con el precio de los EUA en el mercado de emisiones europeo, es decir, a cuánto se están transando los EUA. Si el precio de los EUA es alto, supóngase por encima de 20 euros, comienza a verse interesante hacer los cambios tecnológicos necesarios para cambiar de carbón a gas natural. Otra alternativa para los grandes generadores sería migrar hacia tecnologías limpias de generación, donde no tendrían que comprar EUA, como son la eólica, la solar fotovoltaica o la geotérmica [11].

2.2.1. *Problemas para la implementación del “Sistema Cap and Trade”*

El sistema “Cap and Trade” ha tenido problemas causados principalmente por la sobreoferta de EUA en las Fases II y III. La sobreoferta ha colapsado ar-

tificialmente la formación de precios de transacción. Los bajos precios de los EUA, a su vez, han desestimulado a las industrias manufactureras y de generación eléctrica a adoptar los cambios tecnológicos requeridos para disminuir drásticamente y, en períodos de tiempo cortos, la enorme cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Surge entonces la pregunta ¿Por qué simplemente no se cambia el sistema “Cap and Trade” por un sistema impositivo que penalice las emisiones de gases con efecto invernadero que sea más eficaz en lograr reducciones ambiciosas y que estimule la migración hacia tecnologías de generación eléctrica renovables?

La respuesta a esta pregunta, formulada en el párrafo anterior, nos indicará cuál es el sistema ideal a adoptar en Colombia, en caso tal de que el gobierno decida estimular la reducción de emisiones de CO₂ por parte de la industria manufacturera y principalmente para las centrales térmicas. En este punto es fundamental resaltar que el sistema ideal para estimular la reducción de emisiones de CO₂ será el que se utilice en este trabajo, para poder valorar el costo de dichas emisiones. Luego, el costo por tonelada de CO₂ emitida será incorporado como un costo variable adicional del proceso de generación eléctrica, por parte de las centrales térmicas en Colombia. Incorporar el costo por tonelada de CO₂ emitida dentro los costos de generación eléctrica de las centrales térmicas en Colombia permite aproximar aún más sus respectivas estructuras de costos a estándares internacionales.

Para dar respuesta a la pregunta previamente formulada, primero se analizan las características del sistema “Cap and Trade”. Se puede afirmar que este sistema premia financieramente los esfuerzos que las industrias altamente contaminantes y el sector de generación eléctrica hagan para reducir sus emisiones anuales de CO₂ por debajo de las metas inicialmente impuestas. Esto quiere decir que la sobreredución de emisiones crea un estímulo financiero, ya que la industria que realice los cambios a tecnologías limpias de producción o generación puede acumular los EUA previamente asignados y vender o transar los EUA que le sobren año tras año, lo cual crea nuevos ingresos para esas industrias. También se presenta el caso de las industrias que no adopten tecnologías más limpias de producción o generación eléctrica: estas industrias siempre estarán “cortas” respecto de la cantidad de EUA asignados anualmente. Por lo tanto, las industrias más contaminantes se verán obligadas a comprar en el

mercado de emisiones su faltante de EUA, el cual será el “sobrante” de las industrias más limpias que estarán “largas en EUA”.

Ahora se analizan las consecuencias de adoptar un sistema impositivo que penalice fiscalmente las emisiones de CO₂. Se observa que esta política, al no poseer un incentivo financiero, genera un efecto contrario al buscado, o sea, desestimula las industrias para lograr el cumplimiento de las metas impuestas en términos de reducción de emisiones de CO₂. Una política de penalización fiscal a las emisiones de gases con efecto invernadero crea un efecto psicológico consistente en que accionistas y gerentes del sector de generación eléctrica vean la norma como una persecución a su actividad económica por el hecho de ser contaminante, en lugar de ver esta política como una medida que busca la incorporación de tecnologías más limpias y eficientes que reduzcan los niveles de emisiones. Por el contrario, el sistema “Cap and Trade”, dado que posee un estímulo financiero por superar las metas en reducción de emisiones, se convierte en un estímulo permanente para alcanzar, año tras año, metas más ambiciosas en términos de reducción de emisiones.

Con base en el análisis presentado, se observa que el sistema “Cap and Trade” utilizado por los europeos tiene ventajas sobre un sistema de penalización fiscal a las emisiones de gases con efecto invernadero. La respuesta a la pregunta formulada es que el sistema “Cap and Trade” es más eficaz en lograr reducciones significativas de las emisiones de CO₂, a pesar de que el precio de los EUA transados se encuentre actualmente demasiado bajo. En conclusión, en este trabajo se adoptará el precio de los EUA para valorar el costo de cada tonelada de CO₂ emitida por centrales térmicas de generación eléctrica. Dicho costo será incorporado como un costo variable adicional e inherente a las centrales térmicas de generación eléctrica en Colombia.

2.3. Índices que conforman el “Sistema Cap and Trade”

El “Sistema Cap and Trade” está conformado por dos familias de índices o instrumentos financieros. La primera familia la conforman todos los títulos CER, mientras que la segunda familia corresponde a los títulos EUA.

2.3.1. Promedio de precios históricos del instrumento "Futuro CER"

El comportamiento histórico de los CER se ha visto afectado por la sobreoferta de títulos en el mercado de emisiones europeo. Probablemente la actual recesión en la Eurozona ha movido los cimientos del mercado de emisiones europeo. Lo anterior se traduce en que los gobiernos Europeos destinan cada vez menos presupuesto para financiar desarrollos limpios por fuera de la Eurozona. Adicionalmente, los flujos de capital de inversionistas privados tienden a irse hacia el desarrollo de tecnologías innovadoras en términos de eficiencia y menos dependientes de combustibles fósiles, es decir, el capital privado prefiere apostarle a estas tecnologías innovadoras sin incurrir en los trámites burocráticos que los CDM requieren [13]. En síntesis, la suma de todos los factores previamente descritos hace que la transacción de todos los títulos CER se haya deprimido ostensiblemente. En la Figura 3, se observa el colapso del precio de los títulos CER que se transan a diario en la plataforma del Intercontinental Exchange; la línea gris clara muestra que dichos títulos en la actualidad se acercan a 0 Euros.

2.3.2. Promedio de precios históricos del instrumento "Futuro EUA"

En la Figura 4, se encuentra la gráfica correspondiente a la serie de precios diarios de transacción del instrumento "Futuro EUA", los cuales se encuentran disponibles en el "Emissions Index" del Intercontinental Exchange [15].

Al observar la Figura 4, se observa que el instrumento tuvo sus más altos precios de transacción al comienzo de la fase I. Luego se desplomó debido a que las empresas en dicho período no se vieron obligadas a disminuir sus emisiones. Dado el hecho de que los títulos emitidos en la fase I expiraban con la terminación de esta, se vio un repunte en los precios al comienzo de la fase II. Una vez los títulos emitidos por la Federación Rusa inundan el mercado en la fase II, los precios se desploman de nuevo. En la fase III, los precios tocan mínimos históricos por debajo de 4 euros; sin embargo, rebotan y en la actualidad se transan cerca a los 7 euros.

2.3.3. Un nuevo enfoque para valorar el costo de las emisiones de CO₂ -concepto SCC-

El costo social del carbono (o SCC por sus siglas en Inglés) es un concepto más avanzado para valorar las emisiones de CO₂ que los EUA de los europeos. Este concepto es teórico y NO involucra instrumentos financieros o futuros de emisiones que se puedan transar en el Intercontinental Exchange (ICE). Los SCC, aunque son elementos de valoración teóricos no transables, pueden de hecho valorar de una manera más aproximada y real, el costo de las emisiones de CO₂.

En la Figura 5, se correlaciona el incremento del promedio global del temperatura con el incremento en la concentración de CO₂, medida en partículas por millón (ppm) en la atmósfera. En el eje vertical izquierdo se observa la temperatura global en Fahrenheit (F); el eje vertical derecho representa la concentración de CO₂ en partículas por millón (ppm) y el eje horizontal representa la escala de tiempo en años. Las líneas azules representan los años en los cuales la temperatura superficial de la tierra ha estado por debajo del promedio histórico. Las líneas rojas representan los años en los cuales la temperatura superficial de la tierra ha estado por encima del promedio histórico. La línea negra representa la medición anual de concentración de CO₂ en ppm. Se puede observar la correlación entre el incremento de la concentración de ppm y el incremento de la temperatura medida en la superficie de la tierra sobre el promedio global histórico, según Interagency Working Group on Social Cost of Carbon [8].

Primero, los SCC no están afectados por las leyes de oferta y demanda que rigen el mercado. Segundo, los SCC buscan valorar el daño económico asociado al incremento de la temperatura promedio en la superficie terrestre, debido al incremento en la concentración de partículas por millón o ppm de CO₂ en la atmósfera, que es causada por la emisión de CO₂ al quemar combustibles fósiles. Esta valoración del daño económico se hace al convertir las emisiones proyectadas de CO₂ en incrementos de temperatura, que ocasiona impactos negativos socioeconómicos en los países y en el crecimiento del PIB de cada país.

El SCC aparece en un documento de soporte técnico para análisis del impacto regulatorio elaborado para la casa blanca, por un amplio grupo interinstitucional que involucra diferentes agencias, departamen-

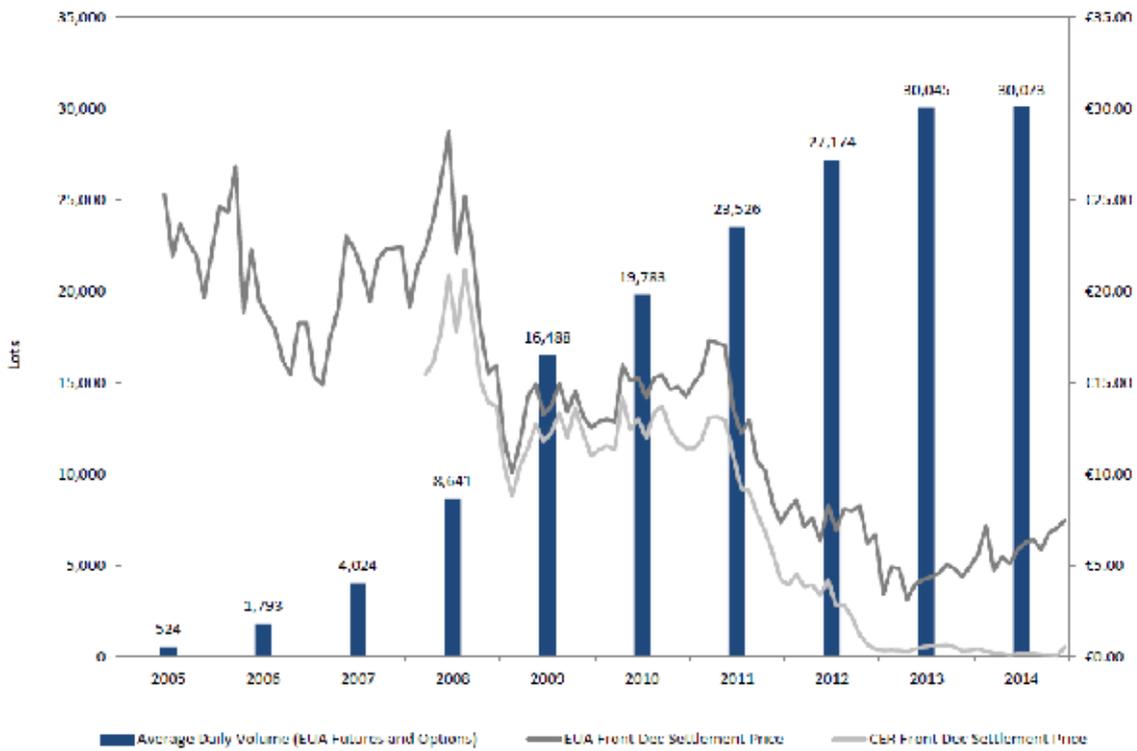


Fig. 3. Precio promedio diario Títulos CER y EUA, tomado de [14]



Fig. 4. Precios diarios del instrumento "Futuro EUA". Fuente: Elaboración propia con datos tomado de [15]

tos y secretarías del gobierno federal de los Estados Unidos. El propósito de los SCC es “permitirle a las agencias incorporar los beneficios sociales de la reducción de dióxido de carbono (CO₂) en el análisis de costo-beneficio de las medidas normativas que tengan impactos pequeños, o “marginales” [8], en las emisiones globales acumuladas de CO₂”. Otra manera de entender los SCC es “un estimado de los daños monetizados, asociados con un aumento incremental de las emisiones de CO₂ en un año dado” [8]; dicho estimado se proyecta en USD por tonelada métrica de CO₂ emitida.

El SCC puede ser visto entonces como un costo asociado a los daños causados por el cambio climático debido a las emisiones de CO₂. También puede ser visto como un beneficio por la reducción de emisiones de CO₂. De hecho, al valorar el costo de dichos daños, lo que se busca es concientizar a los tomadores de decisiones para que adopten diferentes actitudes y cambios tecnológicos que permitan reducir a nivel global las emisiones de CO₂. Los valores de los SCC dados desde el 2010 hasta el año 2050 resultan de tres diferentes modelos de valoración integrada, donde los datos desde 2010 hasta 2013 son los estimados más recientes y reales, mientras los datos de 2014 a 2050 son datos proyectados. La más reciente actualización del documento corresponde a noviembre de 2013. Para profundizar sobre el SCC, favor leer [7]. Los modelos se corren para diferentes escenarios y tasas de descuento, donde la tasa de descuento más realista es del 3% y se hace con dólares constantes de 2007. La valoración inicia en 2010 con un costo de 32 USD por ton de CO₂ emitida, mientras que para 2014, dicho costo se ha incrementado a 36 USD por tonelada de CO₂ emitida.

2.3.4. Precio histórico del “concepto SCC”

Los precios históricos de los SCC son presentados anuales en el documento de [7] y aparecen valorados a partir del año 2010. Con el ánimo de hacer el ejercicio académico, en este trabajo se extrapolan valores para obtener los precios en los años 2006, 2007, 2008 y 2009 -que no aparecen en dicho documento-; en general, se puede afirmar que los valores de SCC estimados por los modelos aumentan a una rata de 1 USD/año. En la Tabla 1 se presentan los valores utilizados en este trabajo.

3. RESULTADOS ESPERADOS

Se hace pertinente presentar una síntesis sobre el uso de los diferentes instrumentos financieros que surgen a partir de los CDM y su posible aplicación para el desarrollo de proyectos en el sector eléctrico latinoamericano. Es importante resaltar que dado el desplome de los títulos CER y las restricciones impuestas para su emisión en la fase III, se tiene una gran incertidumbre frente a la permanencia de estos títulos en el futuro cercano.

3.1. Aplicación de los CER en el sector eléctrico colombiano

En caso tal de que los CER subsistan y se recupere su precio, estos títulos pueden ser utilizados para financiar parte de la fase constructiva de nuevos proyectos de generación eléctrica con fuentes renovables, es decir, nuevos proyectos de generación eléctrica que hagan uso de fuentes hidráulicas o eólicas podrían aplicar específicamente por títulos CER. Los títulos ACM002 aplicarían para la financiación de hidroeléctricas con capacidad mayor de 20MW, mientras que los AMS-I.D. aplicarían para la financiación de hidroeléctricas con capacidad menor de 20MW. Una alternativa para incrementar la diversificación de la matriz eléctrica mediante fuentes renovables es la generación eólica. Los títulos AMS-I.B. aplicarían para parte de la financiación de proyectos eólicos [6].

Independiente del futuro de los CER, se debe resaltar que nuevos proyectos de generación eólica en Colombia resultan atractivos a los ojos de inversionistas, debido a dos razones. Primero, la última tecnología de aerogeneradores, como el Nórdex N117/3000 [16], presenta un notable incremento en su factor de planta. Este incremento hace su operación rentable y competitiva al comparar sus costos de generación con los costos de las plantas térmicas a gas o carbón [1]. El segundo elemento que hace aún más competitivos los costos de la generación eólica son los beneficios de la ley colombiana 1715 de 2014, que busca incentivar el uso de nuevas tecnologías renovables. La ley 1715 incluye beneficios como la exención de aranceles para la importación de equipos, exclusión del pago de IVA de dichos equipos, además de una reducción de renta “por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, del cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada” [17]

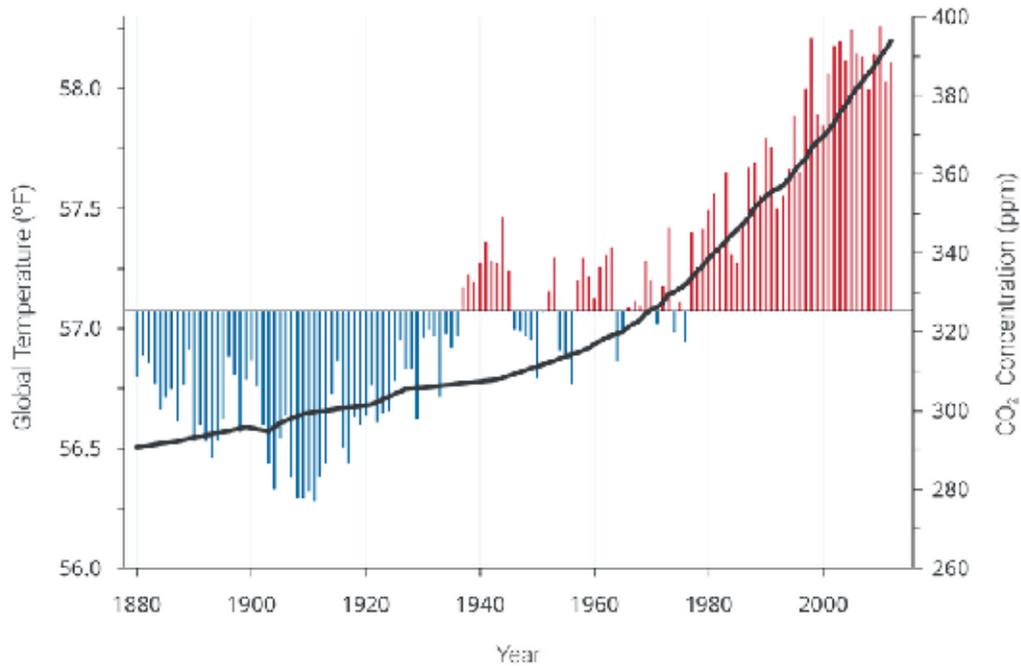


Fig. 5. Concentración de CO2 en (ppm), tomada de <http://www.whitehouse.gov/climate-change>

Tabla 1. Precios históricos del “concepto SCC”. Fuente: Elaboración propia [1].

Año	SCC (USD / ton de CO2)
2006	28
2007	29
2008	30
2009	31
2010	32
2011	33
2012	34
2013	35

}

DATOS EXTRAPOLADOS

}

DATOS DE DOCUMENTO [7]

3.2. Aplicación del instrumento “Futuro EUA”

Básicamente, los EUA son instrumentos apropiados para valorar el costo de las emisiones de CO2 en centrales térmicas de generación y desincentivar el uso de estas tecnologías contaminantes. Los EUA serían los instrumentos a elegir por los países de la región, en caso tal de que se busque desincentivar el uso de tecnologías contaminantes y simultáneamente incentivar el uso de tecnologías no contaminantes como la eólica. Lo anterior se explica en el hecho de que los EUA imponen un sobre costo significativo en los costos variables de operación para los generadores térmicos.

3.3. Aplicación del “concepto SCC”

Al igual que los EUA, el concepto SCC sirve para valorar el costo de las emisiones de CO2 en las centrales térmicas, además de desincentivar su uso. El concepto SCC no está afectado por la volatilidad que puede tener un instrumento financiero como el futuro EUA -debido a las leyes de oferta y demanda-. En principio, el concepto SCC puede tener una valoración más real del costo de las emisiones de CO2, si se compara con el futuro EUA.

Tabla 2. Costos promedio de generación, considerando EUA, SCC; período (2006-2013) Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Tecnología	Costo promedio (2006-2013) COP	Costo con EUA (COP)	Costo con SCC (COP)
Hidráulica (H)	104,28	104,28	104,28
Térmica carbón (TC)	104,88	145,21	173,02
Térmica Gas (TG)	126,51	146,95	161,05
Eólica (E) ; (N80/2500)	172,01	172,01	172,01
Eólica (E) ; (N117/3000)	104,52	104,52	104,52

3.4. Costos de generación por tecnología, considerando los futuros EUA y el concepto SCC

Una manera de visualizar el impacto sobre los costos de generación que causa valorar el costo de las emisiones de CO₂ consiste en comparar los costos de diferentes tecnologías de generación, haciendo uso de los futuros EUA y del concepto SCC. En la Tabla 2, se presentan los costos promedio de generación de las tecnologías hidráulica (H), térmica carbón (TC), térmica a gas (TG) y eólica (E), para el período comprendido entre los años 2006 a 2013, en pesos colombianos (\$ o COP). Con respecto a los costos de la energía eólica, es importante mencionar que son valores calculados con el régimen de vientos en el intervalo de tiempo mencionado (2006-2013), medido en el sitio Puerto Bolívar, Guajira, Colombia. Como resultado de estos cálculos se presentan dos valores teóricos de costos: el primero es el costo de generación para una turbina NORDEX N80/2500; El segundo costo eólico es el calculado para una turbina NORDEX N117/3000, la cual pertenece a una nueva generación de turbinas con mayor eficiencia en comparación con las anteriores. Se observa claramente que con esta nueva turbina, el costo de generación sería altamente competitivo en comparación con las otras tecnologías.

Se observa que la energía hidroeléctrica es la de menor costo, los costos de las térmicas en la primera columna son competitivos. Sin embargo, al incluirle a estos costos lo referente a las emisiones de gases de efecto invernadero (EUA y SCC), se observa cómo los costos suben dramáticamente, pasando a ser menos competitivos aún que la energía eólica.

4. CONCLUSIONES

En general, se concluye que la valoración definida por la UNFCCC no es suficiente para identificar e impulsar todo el potencial de energía renovable posible. Se recomienda tomar otros indicadores como el SCC.

Se ha encontrado gran volatilidad en los indicadores derivados de los CDM; gran parte de esta es debido a la dinámica del mercado, la cual a está influenciada por condicionamientos políticos y macroeconómicos de los países desarrollados y de los países en desarrollo [3].

Dado que actualmente los precios de los CER se encuentran cercanos a cero euros, NO se recomienda utilizar estos instrumentos como fuente de financiación alternativa para la fase constructiva de proyectos de generación con fuentes renovables. Solo se recomienda hacer uso de los CER en caso tal de que su precio vuelva a estar por encima de los 7 Euros.

Los futuros EUA y el concepto SCC son ambos apropiados para valorar el costo de las emisiones de CO₂ en plantas de generación térmica. Su uso es válido en caso tal de que los países decidan incentivar el uso de tecnologías de generación con fuentes renovables y simultáneamente desincentivar el uso de fuentes contaminantes.

Con respecto al caso colombiano, se evidencia que, dependiendo de la valoración que se escoja para las emisiones, las tecnologías renovables como la eólica podrían tener más oportunidad de penetrar en el mercado. Adicionalmente se observa que si se decide valorar el costo de las emisiones de CO₂ y se carga este costo variable a los costos totales para las plantas térmicas a carbón y térmicas a gas, estas pierden competitividad frente a las tecnologías renovables [1].

5. LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Abreviatura / Símbolo	Término
CO ₂	Gas, Dióxido de carbono
OCDE	Organización para la Co-operación y el Desarrollo Económico
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio
CDM	Clean Developmet Mechanism
CER	Certificados de Reducción de Emisiones
UE	Unión Europea
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
IET	International Emission Trading
JI	Joint Implementation
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
EUA	European Union Allowances
ERU	Emission Reduction Unit
MW	Mega Watt
ACM002	Título CER específico
AMS-I.D.	Título CER específico
AMS-I.B.	Título CER específico
SCC	Costo Social del Carbono
ICE	Intercontinental Exchange
F	Fahrenheit
ppm	partículas por millón
USD	Dólar Americano
\$ o COP	Peso Colombiano
H	Hidráulica
TC	Térmica a carbón
TG	Térmica a Gas
E	Eólica

REFERENCIAS

- [1] M. A. Berrío Monsalve, "Diversificación de la canasta eléctrica colombiana considerando costos de emisiones de CO₂," Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [2] C. González, "Definición de la composición en las fuentes hidráulica y eólica para la generación de energía eléctrica en el contexto colombiano aplicando la teoría de portafolio," 2012. Disponible: http://www.bdigital.unal.edu.co/7033/1/91276818._2012.pdf.
- [3] A. K. Dhamija, "Financial risk & opportunities of Carbon finance: Price determinants and volatility estimation of EUA & CER," 2011. Disponible: http://akdhamija.webs.com/my_docs/rp.pdf.
- [4] OECD, "OECD Economic Surveys: Colombia 2015 | OECD READ edition," 2015. Disponible: http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/economics/oecd-economic-surveys-colombia-2015_eco_surveys-col-2015-en#page82. [Accessed: 22-Apr-2015].
- [5] E. Duque, "Sistemas de bono de carbono como fuente de restauración del capital natural en proyectos hidroeléctricos," 2013. Disponible: <http://www.bdigital.unal.edu.co/20391/1/71290657.2014.pdf>.
- [6] United Nations Framework Convention on Climate Change, *Clean Development Mechanism* (CDM), vol. 2014, November, 2014.
- [7] U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "Technical Support Document: Social cost of carbon for regulatory impact analysis under Executive Order 12866," 2013. Disponible: <http://www.epa.gov/otaq/climate/regulations/scc-tsd.pdf>.
- [8] U. S. G. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, "Technical Support Document : Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866," 2010. Disponible: <http://www.epa.gov/oms/climate/regulations/scc-tsd.pdf>.
- [9] United Nations, "Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change," 1998. Disponible: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.
- [10] United Nations Framework Convention on Climate Change, "Glossary of CDM terms," 2001. Disponible: http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf.
- [11] European Commission, "The EU Emissions Trading System (EU ETS)," 2014. Disponible: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm.
- [12] C. Damro and P. L. Méndez, "Emissions trading at Kyoto: from EU resistance to Union innovation," *Environmental Politics*, 2003. Disponible: <http://dx.doi.org/10.1080/09644010412331308194>.
- [13] F. Harvey, "Global Carbon Trading System Has 'Essentially Collapsed,'" *The Guardian*, 2012. Disponible: <http://ourworld.unu.edu/en/global-carbon-trading-system-has-essentially-collapsed>.
- [14] Intercontinental Exchange, "The Emissions Market ICE Futures Europe," 2014. Disponible: www.theice.com/products/814666/CER-Futures.
- [15] Intercontinental Exchange, "EUA Futures Europe," 2014. Disponible: <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data>.
- [16] Nordex, "Wind Turbines," 2014. Disponible: <http://www.nordex-online.com/en>.
- [17] Congreso de Colombia, "Ley N° 1715 Del 13 de Mayo de 2014", 2014. Disponible: http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf.