

Análisis del impacto de los impuestos al carbono sobre el mercado eléctrico colombiano

Resumen

La Reforma Tributaria de 2016 estableció impuestos al carbono sobre los combustibles fósiles derivados del petróleo y el gas fósil utilizado en la industria petroquímica y de refinación. En este trabajo se analizan los impactos derivados de la implementación del impuesto a los combustibles líquidos en el mercado de energía eléctrica colombiano, y se analizan los impactos que se derivarían de la implementación de impuestos al carbono sobre la totalidad de combustibles utilizados para generación de electricidad. El análisis descrito anteriormente se desarrolla mediante un modelo de réplica del despacho eléctrico nacional que considera distintos niveles de impuesto para el periodo 2007-2016. El modelo permite evidenciar los cambios que se presentarían en el nivel de los precios de la bolsa de energía, las emisiones de carbono, la utilización de tecnologías de generación y sus rentas inframarginales. Se encuentra que, bajo el escenario de impuesto a los combustibles líquidos los impactos ocasionados en el mercado de energía eléctrica son muy bajos, en términos de precios se evidencia un aumento de entre 0.01% y 0.08%. Al ampliar los impuestos a la totalidad de combustibles utilizados para generación, se evidencia que, según el nivel del impuesto las emisiones anuales del sistema eléctrico se podrían reducir entre un 4% (USD\$ 5/Ton CO₂) y un 86% (USD \$50/TonCO₂) y el precio de la bolsa de energía presentaría un impacto que oscila entre 0.4% y 10.9%, valores que dependen del nivel hidrológico que caracterice el año de análisis. De igual manera, se evidencia una disminución en la utilización de tecnologías a base de combustibles fósiles compensada por aumentos en la utilización de plantas hidroeléctricas. Por último, el cambio de precios y de participación dentro del total de generación ocasiona modificaciones en los ingresos por rentas inframarginales de las plantas existentes en el sistema.

Palabras clave: Impuestos al carbono, Mercado Eléctrico, Sustitución tecnológica, Reducción de emisiones, Transferencia de costos.

1. Introducción

Los impuestos al carbono son instrumentos de mitigación de gases efecto invernadero cuya implementación se ha promovido desde los años noventa y han sido utilizados en cerca de 40 países alrededor del mundo. La rápida propagación de este tipo de instrumentos se debe a que su uso no es exclusivamente ambiental y los recursos obtenidos a partir de este esquema pueden ser empleados para disminuir los recaudos en otros rubros, devolver el dinero invertido por los hogares en energía eléctrica, reducir los déficits de las cuentas nacionales o invertir en tecnologías y proyectos que ayuden a combatir el cambio climático y asistir a los ciudadanos más vulnerables (World Resources Institute, 2016).

En Colombia, los compromisos adquiridos en términos ambientales a través del acuerdo de la COP21, cuyo principal objetivo es la reducción del 20% de las emisiones nacionales de gases efecto invernadero para 2030, despertaron interés por los instrumentos de mitigación de emisiones de carbono en el país. Por esto, en búsqueda de alcanzar el objetivo planteado el Gobierno Nacional a través de la Reforma Tributaria de 2016 instauró un impuesto al carbono de 5 USD para la mayoría de los combustibles fósiles, el cual se actualizará anualmente con el índice de precios al consumidor más uno hasta alcanzar los 10 USD por tonelada de carbono emitida.

En particular, los impuestos son el mecanismo más utilizado para mitigar los costos de las externalidades negativas, es decir, las acciones de carácter privado que afectan negativamente el bienestar de la sociedad. El impuesto planteado a las emisiones de carbono provenientes del uso de combustibles líquidos, se enfoca en corregir parte de los efectos negativos derivados de su consumo (efectos sobre el medio ambiente y calidad del aire en zonas densamente pobladas), mientras incentiva el uso de energías más limpias, incrementa los ingresos fiscales y disminuye las enfermedades crónicas que se derivan de la baja calidad del aire (Congreso de la República de Colombia, 2016).

De igual manera, la adopción del impuesto al carbono en Colombia cumple dos propósitos: reducir las emisiones de carbono para el cumplimiento de los compromisos de la COP21 y generar una fuente de recursos tributarios al enviar señales de los precios que la sociedad efectivamente paga por cada tonelada de carbono en el ambiente. Generando una asignación más eficiente de recursos hacia actividades que emitan menos emisiones de carbono a la atmósfera (Congreso de la República de Colombia, 2016).

En este trabajo se analizan las repercusiones de la implementación de impuestos al carbono en el mercado de energía eléctrica. Actualmente, la matriz eléctrica colombiana está compuesta por 66% de generación hidráulica, 28% de generación térmica, la cual brinda respaldo al sistema en los periodos de hidrología baja, y 6% de plantas menores a 20 MW, dentro de las cuales se encuentran plantas de cogeneración, pequeñas centrales térmicas e hidráulicas y una central de generación eólica (UPME, 2016). El sector de energía eléctrica presenta un gran potencial de reducción de emisiones, debido a que un impuesto al carbono aumenta los precios de las plantas que generan energía a base de carbón, gas natural y combustibles líquidos, ocasionando que tecnologías con menos emisiones sean despachadas para cubrir la demanda de energía diaria.

Para analizar los efectos de la implementación de impuestos al carbono en el mercado de energía eléctrica se utiliza un modelo de réplica del despacho horario del mercado que permite evidenciar los impactos en los precios de la bolsa de energía, las emisiones de carbono del sistema y la utilización de las diferentes tecnologías de generación, para el periodo 2007-2016. Hasta el momento no se tiene conocimiento de la existencia de análisis sobre los impactos de este mecanismo de mitigación en el mercado eléctrico colombiano, por lo cual, los resultados del modelo desarrollado pueden contribuir a la

generación de políticas energéticas que estén enfocadas en alcanzar los compromisos ambientales del país procurando el menor impacto económico posible.

A través del análisis se encuentra que la implementación de este tipo de instrumentos de mitigación ocasiona un alza en los precios de la bolsa de energía, resultado que concuerda con los análisis realizados a nivel internacional. Adicionalmente, la implementación de impuestos al carbono sobre los combustibles fósiles ocasiona una disminución en las emisiones de carbono del sector eléctrico y un cambio en los patrones de utilización de las distintas tecnologías. Cabe resaltar que, debido a la ubicación geográfica de Colombia y la composición de la matriz de generación, los impactos evidenciados varían de acuerdo con las condiciones hidrológicas que se presentan en el año.

El documento se organiza de la siguiente manera: en la segunda sección se describe la experiencia internacional sobre la implementación de impuestos al carbono; en la tercera se presentan los datos utilizados; en la cuarta se describe el funcionamiento del mercado de energía eléctrica en Colombia; en la quinta se desarrolla el modelo de réplica del despacho eléctrico y la inclusión del impuesto al carbono en los precios de oferta; en la sexta sección se presentan los resultados del análisis; finalmente en la séptima sección se esbozan las conclusiones del trabajo realizado y se proponen algunas recomendaciones de política.

2. Evidencia de los impactos de impuestos al carbono en los mercados eléctricos

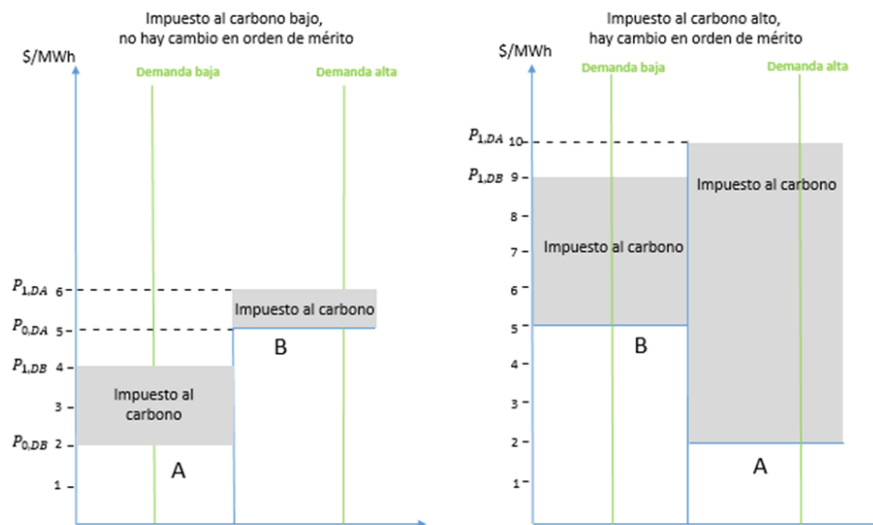
El sector de energía eléctrica se caracteriza por ser rígido en el corto plazo debido a la incapacidad de almacenamiento y la baja elasticidad que presenta la demanda de electricidad, lo que desemboca en la posibilidad de que los agentes generadores transfieran a las tarifas de los usuarios finales los costos en los que incurren, en este caso, los costos de contaminación. Sin embargo, en el largo plazo con el cambio en la frecuencia de utilización de las plantas más contaminantes del sistema y los cambios en los patrones de consumo de los agentes, las inversiones en el sector eléctrico migran hacia nuevas tecnologías con menores niveles de emisiones de carbono (O'Gorman & Jotzo, 2014). A continuación, se presentan los principales resultados de algunos análisis sobre los impactos de la implementación de impuestos al carbono en mercados eléctricos.

Sijm *et al* (2009) analizan el impacto de la estructura del mercado eléctrico sobre el nivel de transferencia de los costos de carbono. En primer lugar, los autores reconocen que el impacto en los precios de la electricidad depende en gran medida del nivel de impuesto al carbono establecido, la intensidad de carbono del parque de generación y la tecnología que margina en el despacho eléctrico. Asimismo, se encuentra que mientras la demanda sea inelástica, en mercados con altos niveles de competencia (agentes generadores maximizan sus beneficios y ofertan sus costos marginales), los costos de carbono serán transferidos en su totalidad afectando los precios de la bolsa de electricidad en gran medida. De otro lado, en mercados menos competitivos donde existe un *Mark-up* en las

ofertas de los agentes y por ende los precios son mayores a los costos marginales, se evidencia que la tasa de transferencia es menor al 100% y el impacto en los niveles de precios de energía es menor al evidenciado en mercados competitivos. Contrario a esto, en el caso en que la demanda de energía sea elástica el incremento en los costos marginales del sistema es menor al valor del impuesto al carbono, tanto en un mercado competitivo como en uno poco competitivo, lo anterior debido a que ante un aumento de precios la demanda decrece y los costos marginales al ser variables disminuyen.

Los autores identifican que el establecimiento de impuestos al carbono puede ocasionar cambios en el *Orden de Mérito*¹ del despacho del mercado de energía eléctrica que ocasionan cambios en la planta marginal del despacho e impactan el precio de la bolsa de energía. Estos cambios son diferenciados dependiendo del nivel de impuesto instaurado, por un lado, en el caso en que el impuesto sea bajo el Orden de Mérito no presenta cambios y la transferencia de costos de carbono es del 100%. Por otro, en el caso en que el impuesto sea alto se ocasionan cambios en el Orden de Mérito del despacho del mercado, esto, se ve reflejado en cambios significativos en los precios de bolsa, tanto en momentos de demanda de electricidad baja como alta, la existencia de transferencias de costos de carbono superiores al 100% y cambios en la utilización de las plantas de generación (Gráfico 1).

Gráfico 1. Tasa de transferencia de los costos de carbono en mercados eléctricos



Nota: Planta A se caracteriza por tener bajos costos de combustible, por ende, bajos precios de oferta y altos niveles de emisiones de carbono, mientras que la planta B presenta altos costos de combustible (altos precios de oferta) y bajos niveles de emisiones de carbono.

Fuente: The impact of power market structure on the pass-through of CO2 emissions trading costs to electricity prices- A theoretical approach. Sijm et al. (2009)

¹ Orden de mérito: En los mercados eléctricos con despacho económico la curva de oferta agregada se ordena de forma ascendente respecto al precio de oferta de los generadores, del precio más bajo al más alto, a esto se le denomina Orden de mérito.

En el ejemplo ilustrado en el gráfico 1, en el caso en el que existe un impuesto al carbono bajo y la demanda de energía es baja el precio lo fija la planta A (2 \$/MWh), en tanto que casos que presentan impuestos al carbono altos y la demanda es baja el precio es fijado por la planta B (9 \$/MWh). En este último escenario, el aumento en precios ocasionado por la instauración de impuestos al carbono es de 7 \$/MWh y debido a que el impuesto para la tecnología B es de solamente 4 \$/MWh se evidencia que la transferencia de costos de carbono es mayor al 100%.

Por otra parte, Chernyavs'ka & Gulli (2007) analizan la estructura del mercado eléctrico italiano y la transferencia de costos de carbono comparando los precios de electricidad horarios antes y después de la implementación de cobros de carbono, encontrando que la tasa de transferencia de costos de carbono no depende únicamente del nivel de competencia del mercado. Esto dado que existen factores como: la concentración, la constitución del portafolio de generación de los agentes dominantes, el costo de las emisiones y la existencia de capacidad excedentaria de generación, que determinan el nivel de costo al cual se ven expuestos los usuarios finales. Con base en estos factores, los autores concluyen que la tasa de transferencia del costo de carbono se diferencia de la siguiente manera: en las horas de demanda alta en mercados con escasez de capacidad la transferencia no es total, para el caso de mercados con exceso de capacidad la transferencia es del 100% o mayor. Así mismo, en las horas de demanda baja la transferencia es menor al 100% solamente en los casos en los que se da sustitución tecnológica en el mercado.

Hintermann (2014) desarrolla un modelo detallado del despacho del mercado eléctrico alemán con información horaria que permite identificar el generador marginal en cada una de las horas del año y estimar la tasa de transferencia de los cobros de carbono implementados. El autor argumenta que la elasticidad de las funciones de demanda y oferta de energía es determinante al momento de estimar la transferencia de costos de carbono a los precios de la electricidad, concluyendo que el nivel de transferencia en un mercado competitivo incrementa en la medida en que la oferta aumenta su elasticidad y disminuye a medida en que la demanda aumenta su elasticidad.

Específicamente, Hintermann identifica una tasa de transferencia de los costos de carbono que varía entre 84% y 89% en el mercado alemán. De igual manera, Sijm et al. (2006) estudian los mercados de Alemania y Holanda, concluyendo que la tasa de transferencia para el primer mercado analizado se encuentra entre 60% y 117% y para el segundo entre 64% y 81%, señalando que la diferencia entre el nivel de transferencia de estos dos países radica en la tecnología que margina la mayoría de horas al año en el mercado (carbón en el caso alemán y gas natural en el caso holandés) y el cambio en el Orden de Mérito del despacho del mercado eléctrico.

En lo que respecta al mercado australiano, Nelson *et al* (2010) realizan modelos basados en el comportamiento de los agentes, identificando que el efecto de corto plazo de la

implementación de un impuesto al carbono en este mercado ocasiona aumentos entre 10% y 15% en las tarifas finales de la energía eléctrica. En términos de los niveles de transferencia de los costos de emisiones, se encuentra que estos varían entre 51% y 100%, y dependen de la intensidad de carbono del sistema, la elasticidad de la demanda, el nivel de competitividad y los recursos sustitutos con los que cuenta la matriz de generación. Respecto a la sustitución tecnológica, los autores determinan que a causa del aumento en los precios de oferta de las plantas más contaminantes se genera un cambio en el orden de mérito del mercado que ocasiona la sustitución de plantas de carbón por unidades generadoras a base de gas natural, lo cual en el largo plazo disminuye el impacto en los precios de los consumidores.

Una de las principales conclusiones del análisis del mercado australiano es que el cambio experimentado en el orden de mérito del despacho del mercado eléctrico conlleva a la disminución de las emisiones de carbono del sector eléctrico y a la mejora tecnológica de las plantas generadoras existentes. Es decir, que el aumento en los precios del carbono incentiva a las plantas generadoras a base de carbón a utilizar variedades de carbón con menor cantidad de emisiones por energía generada, mejorar la eficiencia de la planta o desarrollar nuevas tecnologías con menores emisiones contaminantes.

En el caso de Estados Unidos, Cullen & Mansur (2016) evidencian la sustitución tecnológica en la matriz de generación de electricidad utilizando un modelo de preferencias reveladas para estimar los efectos a corto plazo sobre el comportamiento de las firmas generadoras en el escenario de imposición de un impuesto al carbono. Este análisis concluye que los aumentos en los precios del carbón derivados de las políticas de mitigación ocasionan la pérdida de competitividad y salida del mercado de plantas de generación con base en este combustible, las cuales son reemplazadas por generación a gas natural, ocasionando una disminución en las emisiones de carbono del país. Así mismo, los autores encuentran que bajo un impuesto al carbono de US\$20/TonCo₂ se reduce el 6% de las emisiones del mercado eléctrico y para alcanzar una reducción del 10% de las emisiones el precio del impuesto debería estar cerca de los US\$70/TonCo₂.

De igual manera, Anspacher *et al* (2011) analizan los impactos de la instauración de un impuesto a las emisiones en Estados Unidos, mediante un modelo de equilibrio general de dos escenarios, el primero bajo la posibilidad de expansión de generación nuclear y el segundo con restricciones en la expansión de este tipo de generación. A través de este modelo los autores concluyen que en el escenario con restricción a la generación nuclear los precios finales de la energía presentan aumentos de alrededor de 25% y la generación a carbón es sustituida por fuentes renovables y gas natural.

El análisis desarrollado en este trabajo se diferencia de los análisis esbozados anteriormente, en que se realiza basándose en datos observados y simulaciones de la implementación de impuestos al carbono, lo cual contribuye a eliminar la incertidumbre sobre la planta marginal del mercado a nivel horario y aporta certeza sobre el impacto evidenciado en los precios de bolsa de energía. Sijm, Neuhoff, & Chen (2006) definen la

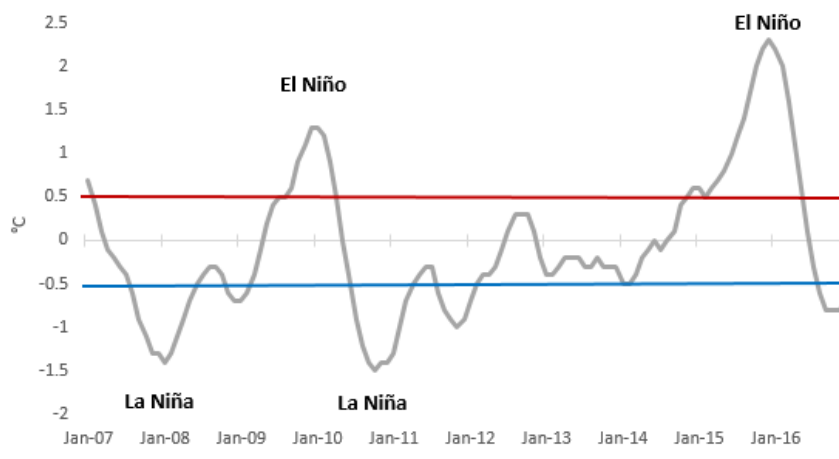
diferencia entre el comportamiento individual de los agentes generadores y el verdadero impacto que experimentan los precios de los consumidores finales a través del uso de los términos tasa “*add-on*” y tasa “*work-on*”. Esta diferenciación se fundamenta en que, en un mercado competitivo como el colombiano, todos los generadores adicionan el 100% de los costos de carbono a sus precios de oferta (tasa *add-on*), sin embargo, es solamente a través del precio de oferta de la planta que margina en el mercado y establece el precio de la bolsa de energía que los usuarios ven el impacto reflejado en las tarifas (tasa *work-on*).

3. Datos y periodo de análisis

El periodo escogido para realizar el análisis es 2007-2016 puesto que contiene años que se diferencian por su nivel hidrológico. Por un lado, los años 2008 y 2011, se caracterizaron por contar con un alto nivel de lluvias debido a la presencia del fenómeno de La Niña. De igual manera, 2012 cuenta con altos niveles de recurso hidráulico para generación pues precede al fenómeno de la Niña y se caracteriza por tener hidrología media.

De otro lado, los años 2009 y 2015 presentan hidrología baja ya que estuvieron afectados por el fenómeno de El Niño, asimismo, 2014 y 2016 estuvieron afectados seis meses por este fenómeno. Mientras que el resto del período de análisis presenta niveles de hidrología media², bien sea porque estuvieron afectados 6 meses por temporada de lluvias y 6 meses por sequía, como es el caso de 2010, ó, porque presentaron niveles de hidrología media la totalidad del año (2007,2013) como se muestra en el Gráfico 2.

Gráfico 2. Índice oceánico de El Niño



Fuente: NOAA, elaboración propia.

² Datos tomados del National Weather Center, Climate Prediction Center, ver en http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml.

Para el desarrollo del modelo, se recolectan datos horarios de la plataforma virtual del operador de mercado XM³, sobre los precios de oferta⁴ ideal de los agentes generadores, la disponibilidad ideal por planta de generación y la demanda de energía del sistema.

Con el fin de analizar el impacto de un impuesto al carbono, se replica el despacho económico del mercado de energía eléctrica, aplicando distintos valores de impuestos para las tecnologías térmicas existentes en la matriz. La senda de impuestos creada para realizar las réplicas del despacho está compuesta por 11 escenarios: el escenario del impuesto (5 UDS/TonCO₂) instaurado sobre los combustibles líquidos a través de la Reforma Tributaria y 10 escenarios de impuesto al carbono para todos los combustibles utilizados en generación los cuales se encuentran entre un rango de 5 - 50 US/tonCO₂. Los escenarios de impuestos se construyeron teniendo en cuenta los niveles de impuesto que se han instaurado en diferentes países de Latinoamérica y Europa, los cuales oscilan entre 1 dólar y 131 dólares por tonelada de carbono emitida, y las características del mercado energético colombiano.

Es importante notar que la instauración de un impuesto al carbono impacta las centrales térmicas de manera diferenciada según su tecnología, eficiencia, combustible utilizado y factor de emisión asociado. Para realizar el análisis de la forma más precisa se utilizarán los factores de emisión definidos en el Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2015-2029 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), los cuales se presentan en la tabla 1, y los factores de eficiencia (cantidad de energía térmica necesaria para generar un MWh) expuestos en la tabla 2.

Tabla 1. Factores de emisión por fuente para cada tipo de tecnología

Tecnología	Factor de Emisión (Ton CO₂/MBTU)
Gas	0.05813
Carbón	0.10261
ACPM	0.07899
Fuel Oil	0.08501
Jet	0.07019

Fuente: UPME, elaboración propia.

³ Datos tomados del portal BI de XM, ver en <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>.

⁴ Los precios de oferta de las centrales fueron convertidos a precios constantes de diciembre 2016 para poder realizar la comparación entre años.

Tabla 2. Factores de eficiencia por planta (Heat Rate)

Nombre Planta	Factor de Eficiencia (MBTU/MWh)	Nombre Planta	Factor de Eficiencia (MBTU/MWh)	Nombre Planta	Factor de Eficiencia (MBTU/MWh)
TASAJERO 1	9.1	FLORES 4B	6.8	YOPAL1	12.7
TASAJERO 2	9.7	TEBSAB	7.3	TERMOSIERRAB	6.6
PAIPA 4	9.5	FLORES 1	7.8	BARRANQUILLA 3	11.5
GECELCA 3	9.5	PROELECTRICA 1	7.9	BARRANQUILLA 4	11.0
GUAJIRA 1	9.8	PROELECTRICA 2	7.9	TERMOCENTRO CC	7.3
GUAJIRA 2	10.2	MERILECTRICA 1	9.5	TERMODORADA 1	9.8
PAIPA 2	10.8	TERMOVALLE 1	6.9	CARTAGENA 1	11.8
ZIPAEMG 2	11.7	TERMOEMCALI 1	7.0	CARTAGENA 2	11.8
PAIPA 3	12.3	TERMOYOPAL 2	12.0	CARTAGENA 3	12.1
ZIPAEMG 5	12.3	CIMARRON	13.5	TERMOCANDELARIA 1	10.5
ZIPAEMG 3	12.8	MORRO1	12.4	TERMOCANDELARIA 2	10.5
ZIPAEMG 4	13.7	MORRO2	13.8		
PAIPA 1	15.0	PURIFICACION	11.1		

Fuente: XM, elaboración propia.

4. Funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia

En Colombia, el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) se coordina a través del Centro Nacional de Despacho (CND) el cual realiza la planeación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión de acuerdo con los siguientes objetivos (Ernst & Young, 2016): minimizar los costos de operación del sistema y atender la demanda con altos niveles de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio. Para llevar a cabo el planeamiento se realiza una descomposición temporal, la cual establece un periodo de largo plazo (5 años), uno de mediano plazo (5 semanas) y un periodo de corto plazo que se divide en dos procesos: Despacho económico (24 horas) y un Redespacho de una hora. En este trabajo nos enfocamos en el denominado periodo de corto plazo dentro del planeamiento operativo del mercado, en especial, el *Despacho económico horario ideal* y los impactos que un impuesto al carbono ocasionaría sobre este.

Siguiendo el objetivo del MEM de atender la demanda de electricidad al mínimo costo, diariamente los generadores deben reportar al CND⁵:

- Declaración de disponibilidad: mejor estimación de disponibilidad esperada a nivel horario, expresada en MW, para cada planta generadora.
- Oferta de precios: única oferta de precios para las 24 horas del día, expresada en \$/MWh por cada planta de generación. Los precios ofertados de acuerdo con la

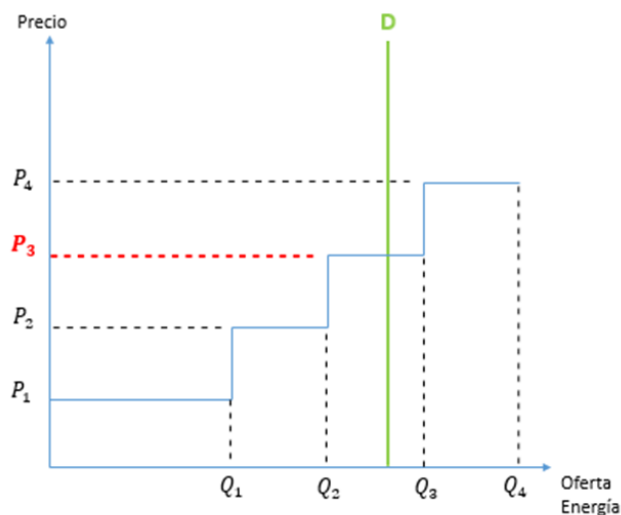
⁵ Diagnóstico del funcionamiento de los últimos 10 años del mercado de energía mayorista colombiano, Ernst and Young, 2016.

regulación deben reflejar los costos variables de la generación en los que se espera incurrir. Para plantas termoelectricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta. Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta.

A partir de esta información, se define el despacho ideal o programación de generación horaria, en el cual se supe la demanda con base en la disponibilidad de generación de las plantas y los precios de oferta reportados. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la Bolsa de Energía, las ofertas de Precios de Arranque-Parada de las plantas térmicas, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades, para obtener la combinación de generación que resulte en mínimo costo para atender la demanda total del día (Ernst & Young, 2016).

Mediante este procedimiento, se establece el precio de bolsa horario, el cual es igual al precio de oferta de la planta que cubre el último bloque de demanda (denominada planta marginal), tal y como se muestra en el Gráfico 3. Cabe anotar, que la generación real del sistema en ocasiones se desvía del despacho económico planeado, esta situación, se puede dar por varias razones: cambios en la demanda, pérdidas de energía, restricciones en la red de transmisión, salidas de generadores por situaciones de último momento, entre otras. Dichas situaciones no pueden ser internalizadas por nuestro modelo pues debido a que son situaciones que ocurren en tiempo real y no pueden ser anticipadas.

Gráfico 3. Oferta y demanda mercado de energía eléctrica

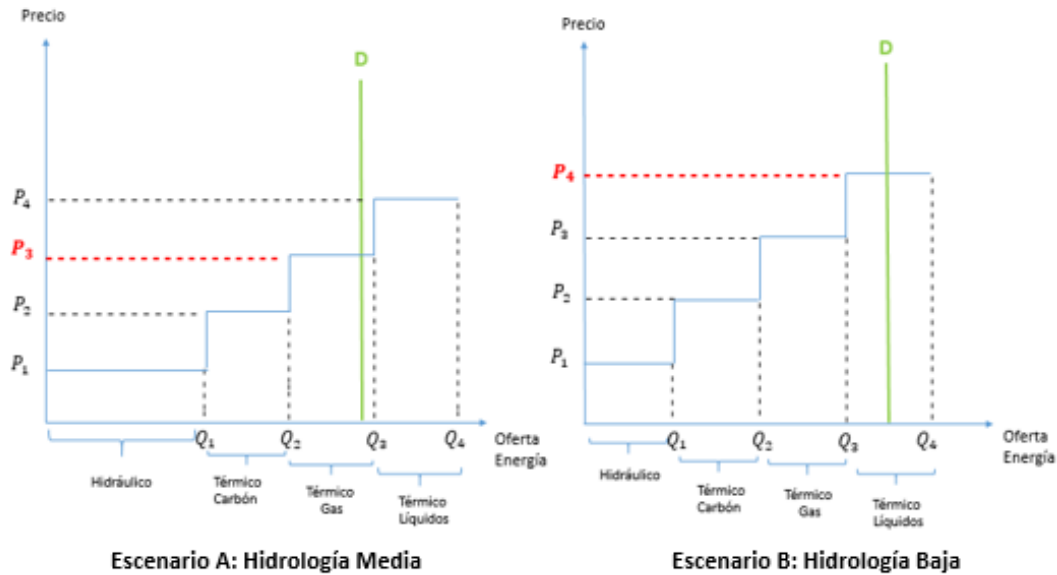


Fuente: Elaboración propia

A forma ilustrativa a continuación se presentan dos escenarios del despacho del mercado de energía eléctrica, los cuales se diferencian únicamente por el periodo hidrológico

(Gráfico 4). En el *Escenario A* se cuenta con recurso hidráulico promedio, por lo que en este escenario la tecnología que margina y determina el precio de bolsa es la térmica a gas. De otro lado, en el *Escenario B* se cuenta con un nivel de hidrología baja, lo que ocasiona que el recurso hidráulico para generación disminuya y la tecnología que margine y determine el precio de bolsa sea la térmica a líquidos, razón por la cual en este escenario el precio de bolsa del mercado (precio de cierre) es más alto.

Gráfico 4. Escenario despacho mercado de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia

En términos de incentivos de los agentes participantes en el despacho del mercado de energía eléctrica, es importante resaltar que para participar en la subasta horaria que determina el precio de la bolsa de energía eléctrica los agentes declaran algunos parámetros de generación, entre los cuales se encuentra, la cantidad de energía en firme máxima y mínima que pueden entregar al sistema. La declaración de parámetros se utiliza como un mecanismo para impedir comportamientos estratégicos de los agentes generadores que busquen manipular el precio del despacho horario operando por debajo de su energía en firme mínima, es decir, ningún agente puede ofertar una cantidad de energía menor a la declarada. El monitoreo realizado a los parámetros de generación registrados por las centrales es crucial en nuestro caso de estudio, ya que, penaliza a los agentes que toman posiciones estratégicas para aumentar los precios de la bolsa de energía, situación que podría ocurrir ante la imposición de impuestos al carbono.

5. Modelo de réplica del despacho del mercado eléctrico

5.1 Descripción del modelo

En búsqueda de responder la pregunta central de este trabajo e identificar los impactos que acarrea la implementación de impuestos al carbono sobre el mercado de energía eléctrica colombiano, a continuación, se describe el funcionamiento del modelo utilizado para la réplica del despacho económico del mercado eléctrico⁶.

En primer lugar, el modelo ordena las plantas según sus precios de oferta ($Pof_{i,h}$) de menor a mayor hasta suplir la demanda de energía horaria, encontrando la última planta que atiende la demanda en cada hora (planta marginal) cuyo precio de oferta es el precio de la bolsa de energía en la hora de análisis (Pb_h). Para facilitar el análisis del impacto sobre la variable precio de bolsa se calcula el precio de bolsa promedio ponderado anual (Pb_A), cuyas unidades son (COP/MWh) y donde H es el número total de horas al año y E_A y E_h son la energía generada anual y la energía generada horaria⁷.

$$Pb_A = \frac{\sum_1^H (Pb_h * E_h)}{E_A}$$

En segundo lugar, el modelo determina la energía horaria entregada al sistema por cada una de las plantas generadoras en MW ($E_{h,i}$). La energía horaria generada se suma encontrando la generación anual ($E_{A,i}$) de cada una de las plantas del sistema.

$$E_{A,i} = \sum_1^H E_{h,i}$$

Seguido a esto, se agrupan las plantas de generación de acuerdo con su tipo de tecnología y se realiza el análisis del cambio en la generación de las cuatro tecnologías existentes en la matriz eléctrica: hidráulica, térmica a carbón, térmica a gas y térmica a combustibles líquidos.

Posteriormente, utilizando los precios de oferta de las plantas ($Pof_{i,h}$), los precios de bolsa horarios (Pb_h) y la energía horaria generada por cada planta ($E_{h,i}$), el modelo procede a encontrar los ingresos por rentas inframarginales. Esto se realiza multiplicando la generación horaria de la planta por el diferencial entre el precio horario de la bolsa de energía Pb_h (lo que recibe por vender su energía) y el precio horario de oferta de la central ($Pof_{i,h}$) (lo que le cuesta generar), como lo describe la siguiente ecuación:

⁶ En el Anexo 1 se encuentra la explicación del modelo desarrollado para realizar las réplicas del despacho económico del mercado eléctrico colombiano.

⁷ Los análisis de valores llevados a cabo en este trabajo se realizan en precios constantes a diciembre de 2016.

$$\text{Rentas Inframarginales}_{i,h} = E_{h,i} * (Pb_h - Pof_{i,h})$$

Donde las rentas inframarginales anuales de cada planta (i), se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Rentas Inframarginales}_{A,i} = \sum_1^H (E_{h,i} * (Pb_h - Pof_{i,h}))$$

Para facilitar el análisis de esta variable, se agrupan las plantas de generación por tipo de tecnología y se realiza el análisis del cambio en los ingresos por rentas inframarginales para cuatro categorías: plantas hidráulicas, plantas térmicas a carbón, plantas térmicas a gas y plantas térmicas a combustibles líquidos.

En tercer lugar, tomando la información de la energía generada al año por las plantas térmicas ($E_{A,j}$) se procede a encontrar la cantidad de toneladas de emisiones de carbono del sistema, para lo cual se debe encontrar las emisiones de cada una de las centrales térmicas involucradas en la generación ($CO2_{A,j}$). Con este fin, se utiliza la información de los factores de emisión por tecnología ($F.E_j$) y los factores de eficiencia de las plantas (Heat Rate) ($H.R_j$), presentados en las tablas 1 y 2 de la sección anterior, y se aplica la siguiente fórmula:

$$CO2_{A,j} = E_{A,j} * (F.E_j * H.R_j)$$

Luego, se agrupan las plantas térmicas por tipo de tecnología y se realiza el análisis de las emisiones de carbono por tres categorías: plantas térmicas a carbón, plantas térmicas a gas y plantas térmicas a combustibles líquidos.

Teniendo la información de las toneladas emitidas por las centrales térmicas, se calculan las emisiones de carbono anuales de todo el sistema en Toneladas de CO2. Se aplica la siguiente ecuación:

$$CO2_A = \sum_1^J CO2_{A,j}$$

Por último, a manera de complemento para el análisis se calculan las siguientes variables:

- *Costo efectividad⁸ de la medida de mitigación⁹*: a través de esta variable se evalúa si la aplicación del impuesto al carbono es costo efectivo, es decir, si el costo que

⁸ Metodología para evaluar la costo efectividad de la medida fue tomada del documento “*Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia*” realizado por la Universidad de los Andes, 2014.

⁹Costo efectividad: *La medida debe aportar un beneficio neto a la sociedad. Dichos beneficios comprenden tanto los financieros como los económicos. Aunque el concepto de beneficios netos es sólido desde el punto de vista teórico, muchas veces es difícil de calcular. Un concepto*

se está generando es justificado respecto al nivel de emisiones de contaminantes que el instrumento mitiga. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{Costo_i}{CO_{2-eq,i}} = \frac{(Costo_{EI} - Costo_{ER})}{CO_{2-eq,ER} - CO_{2-eq,EI}}$$

Donde:

$Costo_{EI}$: Total de energía generada al año multiplicada por el precio promedio ponderado anual del escenario con impuesto al carbono.

$Costo_{ER}$: Total de energía generada al año multiplicada por el precio promedio ponderado anual del escenario sin impuesto al carbono.

$CO_{2-eq,i}$: Se refiere a la diferencia entre, las emisiones de dióxido de carbono del escenario sin impuesto al carbono $CO_{2-eq,ER}$ y las emisiones de dióxido de carbono del escenario con impuesto al carbono $CO_{2-eq,EI}$.

La relación $\frac{Costo_i}{CO_{2-eq,i}}$ es el costo de reducir una tonelada de CO2.

- *Pérdida de consumidores anual*: esta variable se define como el cambio en el valor pagado por el total de energía eléctrica consumida al año entre el escenario base y el escenario con impuesto.
- *Marginación en el sistema*: se define como el número de veces que margina cada planta al año. Esta variable se agrega por tipo de tecnología, encontrando el número de horas al año en que las plantas hidráulicas y térmicas establecen el precio en el mercado eléctrico.
- *Participación por tecnología*: esta variable se define como el total de energía entregada al año por cada tecnología respecto al total de energía generada.
- Una variable adicional en los escenarios que presentan impuestos al carbono es el *Recaudo anual del Gobierno*: Esta variable se calcula tomando el valor del impuesto en cada escenario y multiplicándolo por la generación de las plantas térmicas.

Finalmente, se debe aclarar que el modelo desarrollado presenta algunas limitaciones debido a que replica el despacho ideal del mercado de energía eléctrica, el cual no tiene en cuenta las indisponibilidades de última hora del sistema, las restricciones de la red de

alternativo es **costo-efectividad**. Una alternativa es costo-efectiva cuando reduce una tonelada de GEI al menor costo.

transmisión, los costos de arranque y parada, las reservas mínimas operativas y las restricciones de rampa entre otros. Dichos factores pueden modificar el precio de oferta de las plantas y cambiar el orden del despacho, afectando el precio de bolsa del mercado eléctrico. Sin embargo, realizando la comparación entre los precios de bolsa del despacho real publicados por el operador de mercado (XM) y los precios de bolsa encontrados en los escenarios base de nuestro modelo réplica, se encuentra un diferencial de apenas 5%, por lo cual, aunque el modelo es una réplica simplificada del mercado se considera bastante aproximado a la realidad.

Otra de las limitaciones encontradas en el análisis, es que actualmente el porcentaje de la demanda que se transa en la bolsa de energía es el 30% del total de la demanda de electricidad del país. Esto significa, que el impacto en precios encontrado en este análisis aplicaría únicamente a la porción de demanda que está expuesta a bolsa (30%), es decir, la demanda que al momento no cuenta con contratos de energía eléctrica de largo plazo. Por supuesto, es de esperar que el precio en el mercado de contratos se ajuste al considerar el mayor valor del combustible en el caso de las plantas térmicas, así como el valor de referencia de las transacciones en bolsa en el caso de las plantas hidroeléctricas.

Por último, el modelo en la réplica del despacho utiliza la mayor cantidad de recurso hidráulico disponible al año, por lo que se podrían presentar cambios en las reservas hídricas del sistema y aumentos en el costo de oportunidad del agua percibido por los generadores hidráulicos. Sin embargo, nuestro modelo al ser una réplica estática del despacho eléctrico no evidencia estos impactos, al igual que los comportamientos estratégicos que se podrían presentar por parte de los agentes generadores.

5.2 Desarrollo del modelo

El procedimiento descrito anteriormente, se realiza 12 veces por año. Por ejemplo, el año 2007 tiene 12 escenarios, el escenario base (sin impuestos), el escenario actual del mercado en el cual solamente se aplican impuestos a los combustibles líquidos y 10 escenarios de imposición de impuestos al carbono sobre todos los combustibles utilizados para generación (5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 US\$/TonCO₂).

En la primera corrida del modelo se utilizan los precios observados y la disponibilidad ideal de las plantas para replicar el despacho del mercado eléctrico y las variables explicadas precedentemente. Los resultados de este primer escenario se denominarán *resultados del escenario base* para cada uno de los años, es decir, los resultados observados del mercado.

Los escenarios 2 a 12 de cada uno de los años, se refieren a los escenarios de imposición de impuestos al carbono. Previo a realizar el despacho de estos escenarios es necesario modificar los precios de oferta de los generadores térmicos (j), adicionándole al precio de oferta el impuesto al carbono implementado, el cual, como habíamos definido previamente es distinto para cada una de las plantas térmicas pues depende del nivel de emisión de la

tecnología y de la eficiencia. Este procedimiento se realiza siguiendo los pasos numerados a continuación:

1. Se calcula el monto del impuesto a aplicar a cada una de las **plantas de generación térmica** en COP/MWh, utilizando la siguiente ecuación:

$$T_j = (F.E_j * H.R_j * impuesto\ escenario) * TRM$$

Donde:

F.E_j: Toneladas de carbono emitidas en la generación de energía de la planta j (Ton CO₂/MBTU)

H.R_j: Eficiencia de la planta j (MBTU/MWh)

Impuesto escenario: Nivel de impuesto definido (USD/Ton CO₂)

TRM: Tasa de cambio promedio del año de análisis (COP/USD)

2. Basándose en el impuesto calculado en el numeral anterior, se encuentra el nuevo precio de oferta (*NPof_j*) de las plantas térmicas (j), que se define de la siguiente manera:

$$NPof_j = Pof_j + T_j$$

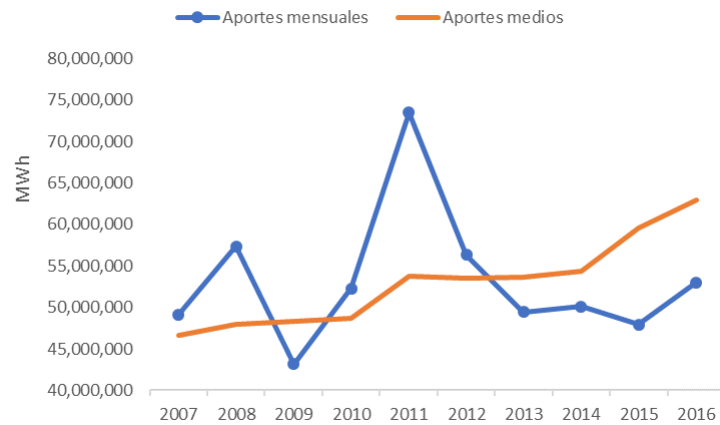
Teniendo los nuevos precios de oferta de las centrales térmicas, se realiza el despacho del mercado para cada uno de los escenarios.

Basándose en la metodología expuesta anteriormente, para encontrar los impactos sobre las variables de interés se estudian las variables en el escenario base de cada año y se comparan con los resultados de los 11 escenarios de impuesto en ese mismo año, lo que permite evidenciar los cambios graduales a medida que el impuesto al carbono aumenta su valor.

6. Impactos que se evidenciarían en el mercado colombiano bajo impuestos al carbono

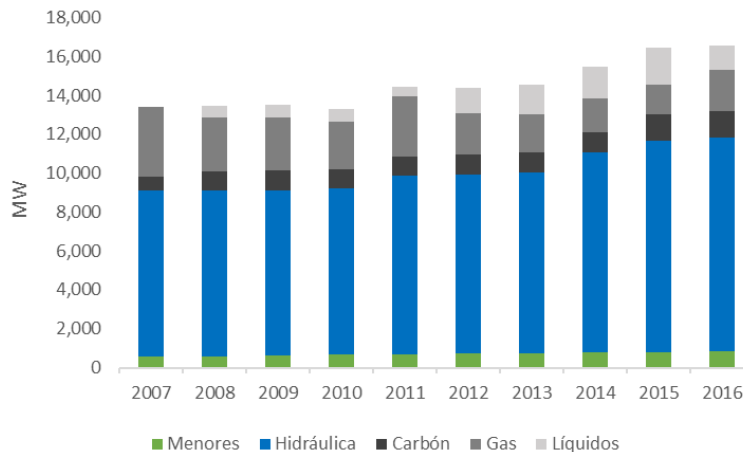
Para realizar el análisis del impacto sobre las principales variables del mercado eléctrico colombiano, es primordial, observar el nivel de las variables en el escenario base para cada año. En este análisis se evidencia que las variables analizadas presentan cambios anuales debido al nivel hidrológico que se presente y las características del parque generador en cada uno de los años, cuyo desarrollo a través del periodo de análisis se muestra en los gráficos 5 y 6.

Gráfico 5. Aportes hídricos del sistema (2007-2016)



Fuente: XM, elaboración propia.

Gráfico 6. Composición matriz eléctrica (2007-2016)



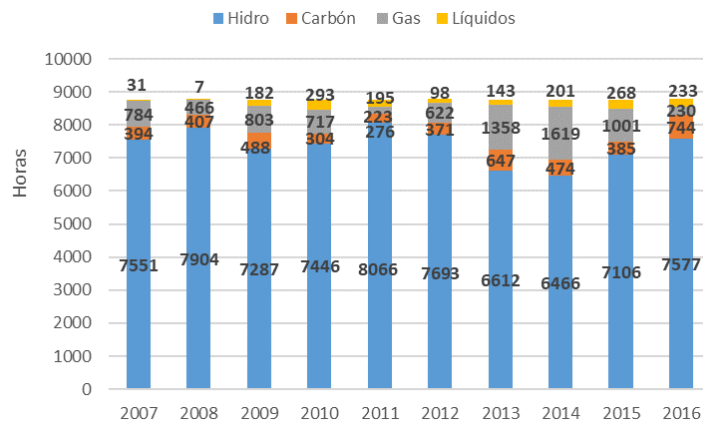
Fuente: XM, elaboración propia.

En términos de la energía generada anual se evidencia que el país ha aumentado su consumo energético a través del periodo de análisis, alcanzando un consumo de 61,783 GWh en 2016. De acuerdo con la estructura de la matriz eléctrica, la mayor parte de la energía consumida en el país proviene de la generación hidráulica, la cual provee entre el 67% y el 96% de la energía anual dependiendo del nivel de lluvias evidenciado. El restante de la energía consumida proviene de generación térmica, cuya participación ha incrementado desde 2007 y depende en igual manera de la hidrología. En casos en que se presentan altos niveles de lluvia, la generación térmica es baja oscilando entre 4% y

11% como se observa en 2008, 2011, 2012¹⁰. Mientras que, en casos de años secos, 2009, 2014, 2015, 2016 el nivel de generación térmica oscila entre 24% y 33% del total de la energía generada.

De igual manera, al analizar el número de horas que marginan las tecnologías de generación, se encuentra que, en la mayoría de las horas del año la tecnología que establece el precio en la bolsa de energía eléctrica es la generación hidráulica, seguida por la térmica a gas y la térmica a carbón. En años secos, la térmica a gas aumenta el número de horas que margina en la bolsa y establece el precio en el mercado, a su vez, la generación hidráulica disminuye el número de horas en las que establece el precio en la bolsa de electricidad (Gráfico 7).

Gráfico 7. Tecnología que margina en el despacho horario



Fuente: Elaboración propia.

Respecto a las variables de precio de bolsa y emisiones de carbono es importante resaltar que, en años con mayor cantidad de lluvias estas variables presentan niveles más bajos, lo que se atribuye a la alta participación de recurso hidráulico que representa menores costos de generación y emite, significativamente, menos emisiones que la generación térmica. En años lluviosos, el precio de bolsa del mercado eléctrico oscila entre 63,517 y 96,731 COP/MWh y el nivel de emisiones de carbono del sistema varía entre 1,602,098 y 4,568,778 Ton CO₂.

De otro lado, en los años en que se presenta sequía los precios de bolsa se sitúan en niveles superiores a causa de la alta utilización de generación térmica y el aumento en el costo del recurso hidráulico debido a su escasez, oscilando entre 106,729 y 347,442 COP/MWh. Las emisiones de carbono para estos años son considerablemente altas respecto a años de lluvias, encontrándose entre 8,932,060 y 14,412,071 Ton CO₂ (Tabla 3).

¹⁰ 2012 se caracterizó como un año de hidrología media, sin embargo, debido al fuerte fenómeno de La Niña experimentado desde mediados de 2010 hasta comienzos de 2012, este es un año que cuenta con un nivel hidrológico alto.

Tabla 3. Variables escenario base (2007-2016)

Datos escenario base												
Año	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Generación por Tecnología MWh		Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Rentas por Tecnología (Millones COP)			
2007	50,705,796	59,214	3.00	4,474,836	H:	43,992,688	H:	87%	H:	7,551	H:	1,093,199
					T:	6,569,744	T:	13%	T:	1,209	T:	96,430
					TC:	2,240,718	TC:	4.42%	TC:	394	TC:	30,524
					TG:	3,480,849	TG:	6.86%	TG:	784	TG:	43,854
					TL:	848,178	TL:	1.67%	TL:	31	TL:	22,052
2008	51,125,033	67,171	3.4	2,851,705	H:	47,254,994	H:	92%	H:	7,904	H:	1,499,096
					T:	3,668,429	T:	7%	T:	880	T:	84,246
					TC:	1,686,046	TC:	3.30%	TC:	407	TC:	27,653
					TG:	1,707,722	TG:	3.34%	TG:	466	TG:	48,367
					TL:	274,661	TL:	0.54%	TL:	7	TL:	8,225
2009	53,440,884	106,729	5.7	8,932,060	H:	40,575,978	H:	76%	H:	7,287	H:	1,930,695
					T:	12,706,246	T:	24%	T:	1,473	T:	519,911
					TC:	4,294,480	TC:	8%	TC:	488	TC:	162,478
					TG:	5,981,291	TG:	11%	TG:	803	TG:	254,159
					TL:	2,430,475	TL:	5%	TL:	182	TL:	103,274
2010	53,101,601	98,899	5.3	8,401,462	H:	41,412,336	H:	78.0%	H:	7,446	H:	1,504,984
					T:	11,578,036	T:	21.8%	T:	1,314	T:	424,542
					TC:	4,165,789	TC:	7.8%	TC:	304	TC:	164,124
					TG:	5,175,101	TG:	9.7%	TG:	717	TG:	190,126
					TL:	2,237,146	TL:	4.2%	TL:	293	TL:	70,292
2011	54,431,106	63,517	3.5	1,602,098	H:	52,285,464	H:	96%	H:	8066	H:	1,449,669
					T:	2,058,172	T:	4%	T:	694	T:	74,621
					TC:	707,456	TC:	1%	TC:	276	TC:	27,441
					TG:	875,106	TG:	2%	TG:	223	TG:	34,116
					TL:	475,610	TL:	1%	TL:	195	TL:	13,064
2012	56,192,891	96,731	5.4	4,568,778	H:	49,851,742	H:	89%	H:	7,693	H:	1,842,453
					T:	6,270,280	T:	11%	T:	1,091	T:	253,970
					TC:	2,295,707	TC:	4%	TC:	371	TC:	103,801
					TG:	2,764,364	TG:	5%	TG:	622	TG:	90,785
					TL:	1,210,208	TL:	2%	TL:	98	TL:	59,383
2013	58,639,694	152,621	8.9	10,362,744	H:	44,586,224	H:	76%	H:	6612	H:	3,301,650
					T:	13,954,946	T:	24%	T:	2148	T:	807,730
					TC:	5,786,445	TC:	10%	TC:	647	TC:	345,683
					TG:	5,782,121	TG:	10%	TG:	1358	TG:	281,262
					TL:	2,386,379	TL:	4%	TL:	143	TL:	180,785
2014	60,671,075	198,016	12.0	12,926,188	H:	42,550,902	H:	70%	H:	6,466	H:	4,478,539
					T:	17,862,997	T:	29%	T:	2,294	T:	1,645,614
					TC:	6,871,635	TC:	11%	TC:	474	TC:	589,230
					TG:	7,920,253	TG:	13%	TG:	1,619	TG:	702,767
					TL:	3,071,109	TL:	5%	TL:	201	TL:	353,617
2015	63,002,148	347,442	21.9	14,412,071	H:	41,897,712	H:	67%	H:	7,106	H:	6,458,693
					T:	20,552,661	T:	33%	T:	1,654	T:	4,801,162
					TC:	7,069,844	TC:	11%	TC:	385	TC:	1,720,216
					TG:	8,603,522	TG:	14%	TG:	1,001	TG:	1,963,906
					TL:	4,879,295	TL:	8%	TL:	268	TL:	1,117,040
2016	61,783,943	293,671	18.1	10,946,771	H:	45,204,999	H:	73%	H:	7577	H:	4,294,930
					T:	15,024,848	T:	24%	T:	1,207	T:	3,743,992
					TC:	5,698,545	TC:	9%	TC:	744	TC:	1,341,257
					TG:	5,353,612	TG:	9%	TG:	230	TG:	1,476,807
					TL:	3,972,691	TL:	6%	TL:	233	TL:	925,929

Nota: H: Hidráulica, T: Térmica, TC: Térmica a carbón, TG: Térmica a Gas, TL: Térmica a Líquidos.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en el ejercicio realizado definimos las *rentas inframarginales* como el ingreso que adquieren las plantas de generación por su energía generada debido al diferencial entre el precio de bolsa horario y el costo de generación (precio de oferta). En el escenario base se evidencia que, la tecnología que presenta mayor cantidad de rentas inframarginales anuales es la generación hidráulica, seguida por la térmica a gas. Respecto a este ingreso, se observa que en años secos dichas rentas son más altas,

respecto a las observadas en años con altos niveles de lluvia, tanto para las plantas hidráulicas como para las plantas térmicas. En el escenario base, el año 2015 es el año con mayor cantidad de rentas inframarginales para las plantas hidráulicas y térmicas.

6.1 Análisis del escenario actual de impuestos al carbono en el mercado eléctrico colombiano.

En esta sección se realiza el análisis del escenario actual del mercado colombiano, en el cual a través de la Reforma Tributaria de 2016 se instauró un impuesto de cinco dólares por tonelada de carbono a los combustibles fósiles derivados del petróleo.

Los impactos encontrados en este escenario en términos de cambios en el precio de la bolsa de energía son muy bajos oscilando entre 0.01% y 0.08%, situación que concuerda con el limitado número de veces que marginan en el año y establecen el precio en la bolsa de energía las plantas térmicas que utilizan combustibles líquidos en su proceso de generación. Respecto a la pérdida experimentada por los consumidores, se evidencia que el costo total de la energía consumida anual incrementa entre 61 y 17,431 millones de pesos. El año que presenta el mayor impacto en el periodo de análisis es 2015, esto se debe a la mayor utilización de plantas térmicas a líquidos por la falta de gas natural para la generación en el fuerte fenómeno de El Niño (Tabla 4).

Tabla 4. Cambio en precio respecto a escenario base (%)

Año	Precio Promedio ponderado anual escenario base COP/MWh	Precio Promedio ponderado anual escenario con impuesto COP/MWh	Cambio en precio respecto a escenario base (%)
2007	59,214	59,220	0.01%
2008	67,171	67,172	0.00%
2009	106,729	106,773	0.04%
2010	98,899	98,904	0.01%
2011	63,517	63,517	0.00%
2012	96,731	96,731	0.00%
2013	152,621	152,621	0.00%
2014	198,016	198,036	0.01%
2015	347,442	347,718	0.08%
2016	293,671	293,887	0.07%

Fuente: Elaboración propia.

En términos de ingresos al gobierno, la imposición de un impuesto de 5 dólares para la generación a través de combustibles líquidos representa una renta extra gubernamental que oscila entre 2,015 y 62,940 millones de pesos. El año que presenta mayor ingreso es 2015 a causa de la utilización de plantas a líquidos y las restricciones de generación con gas experimentadas este año. Por otro lado, los años que presentan la menor cantidad de ingresos son 2008 y 2011, los cuales estuvieron afectados por el fenómeno de la Niña y por esto contaron con abundante recurso hídrico para suplir la demanda de electricidad (Tabla 5).

Tabla 5. Ingresos del Gobierno (Millones de pesos)

Ingresos del Gobierno (Millones de pesos)									
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
6,091	2,015	19,631	16,756	3,594	9,119	19,055	27,205	62,940	60,169

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a la generación por tipo de tecnología, se observa que los cambios frente al escenario base son menores y la implementación de impuestos al carbono ocasiona una sustitución de generación térmica por generación hidráulica. En términos de generación hidráulica se evidencia un aumento de hasta 0.09%, mientras que la generación térmica disminuye entre 0.01% y 1.91%, como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Cambio en generación por tipo de tecnología (%)

Cambio en generación de energía por tipo de tecnología (%)										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica	0.01%	0.00%	0.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.09%	0.09%
Térmica	-0.06%	-0.04%	-1.91%	-0.01%	-0.05%	-0.03%	-0.07%	-0.01%	-0.22%	-0.93%

Fuente: Elaboración propia.

De otro lado, la reducción de emisiones de carbono que se ocasionaría en este escenario oscila entre las 746 y 293,854 toneladas de carbono. Los años que presentan la mayor cantidad de toneladas de carbono mitigadas son los años caracterizados por hidrología baja 2009, 2015 y 2016. De otro lado, los años que presentan altos niveles de hidrología se caracterizan por contar con bajas cantidades de toneladas de carbono mitigadas (Tabla 7).

Tabla 7. Toneladas de carbono mitigadas al año.

Emisiones de carbono mitigadas al año (Ton CO2)									
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
4,299	1,350	293,854	746	1,270	2,078	11,586	1,870	32,471	157,918

Fuente: Elaboración propia.

Los cambios encontrados en la generación por tipo de tecnología y el aumento del precio de oferta que experimentan las plantas a las cuales se aplica el impuesto al carbono conllevan a cambios en los ingresos por rentas inframarginales de los agentes del sistema. En este escenario, los ingresos por rentas inframarginales para las plantas hidráulicas aumentan hasta un 0.12%, mientras que para las plantas térmicas se reducen hasta un 1.05%, como se observa en la tabla 8.

Tabla 8. Cambio en ingresos por rentas inframarginales (%)

Cambio en ingresos por rentas inframarginales por tipo de tecnología (%)										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hidráulica	0.01%	0.00%	0.08%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.12%	0.11%
Térmica	-0.06%	-0.05%	-1.05%	0.02%	-0.02%	-0.01%	-0.08%	0.00%	-0.38%	-0.59%

Fuente: Elaboración propia.

Por último, utilizando la metodología planteada en el documento “*Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia*” (Universidad de los Andes, 2014), se encuentra el costo de reducir una tonelada de carbono en Colombia bajo el escenario de impuesto al carbono instaurado en 2016.

Se evidencia que en años de hidrología alta como 2011 y 2012 el costo de mitigación es nulo pues la implementación del impuesto en estos años no ocasiona cambios en el precio de bolsa. Contrario a esto, el costo de mitigar una tonelada de carbono en años que se vieron afectados por sequías oscila entre 8,155 y 625,008 pesos por tonelada de carbono (Tabla 9), donde el nivel más bajo se evidencia en un año de sequía posterior a un fenómeno de la Niña (2009)¹¹.

Tabla 9. Costo efectividad del impuesto (Pesos/Ton CO)

Costo de tonelada de carbono mitigada (COP/TonCO2)									
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
70,275	45,154	8,155	369,015	0	0	0	625,008	536,807	84,633

Fuente: Elaboración propia

En el documento “*Executive Guide to Carbon Pricing Leadership*”¹² se define el Shadow Price del impuesto al carbono como la cantidad de beneficios a los que los productores deben renunciar por una cantidad de toneladas de carbono mitigadas. Los autores establecen que el precio sombra puede llegar a ser tan alto como 100 Dólares por tonelada de carbono mitigada. Tomando este valor como referencia y llevándolo a pesos con una Tasa de Cambio de 3,000 Pesos/Dólar se tendrá un valor del precio sombra del carbono de 300,000 pesos por tonelada.

Realizando la comparación entre el precio sombra tomado de la literatura y el costo de la tonelada mitigada encontrado por nuestro modelo, en el escenario de imposición únicamente a los combustibles líquidos se evidencia que: en años afectados por niveles de hidrología baja como 2014 y 2015 el costo de mitigar una tonelada de carbono en Colombia es superior al encontrado en la literatura, lo que muestra que en años de sequía la imposición de impuestos al carbono no es eficiente, este resultado se da por el bajo nivel de toneladas de carbono mitigadas en estos años lo que responde a la baja participación de las plantas de combustibles líquidos en el despacho del mercado. De otro lado, en años de hidrología alta-media se observa que el uso de impuestos para mitigación de emisiones de carbono es eficiente.

¹¹ Valores se presentan en valor actual a 2016.

¹² United Nations Global Compact. 2016. “*Executive Guide to Carbon Pricing Leadership, a caring for climate report*”.

6.2 Escenario de aplicación de impuestos a la totalidad de combustibles utilizados para generación eléctrica.

A continuación, se desarrolla el análisis del impacto de la implementación de una senda de impuestos al carbono (5 - 50 US\$/TonCO₂)¹³ sobre la totalidad de combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica en Colombia para el periodo (2007-2016). En el análisis realizado se evidencia el aumento en los precios de oferta de las centrales generadoras térmicas, ya que estas incluyen dentro de sus costos de generación el impuesto instaurado, y a través de esto, ocasionan incrementos en el precio de bolsa de energía eléctrica, en la medida en que son plantas que marginan entre el 7% y el 34% del total de horas al año. El aumento de precios observado a causa de la implementación de los diferentes niveles de impuesto al carbono en el periodo de estudio oscila entre el 0.4% y el 10.9% como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Cambio en precio promedio de bolsa (2007-2016)

Cambio en precio promedio ponderado de bolsa (%)										
Impuesto USD/Ton CO2	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5	1.1%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%	0.9%	0.7%	0.5%	0.4%
10	2.3%	2.0%	1.8%	1.6%	1.7%	1.4%	1.8%	1.4%	1.0%	0.9%
15	3.4%	2.9%	2.7%	2.6%	2.4%	2.1%	2.9%	2.2%	1.7%	1.4%
20	4.4%	3.8%	3.7%	3.7%	3.2%	2.9%	3.9%	3.2%	2.3%	1.9%
25	5.3%	4.5%	4.8%	4.9%	3.9%	3.6%	5.0%	4.1%	3.0%	2.3%
30	6.1%	5.1%	5.7%	6.1%	4.5%	4.3%	6.1%	5.1%	3.7%	2.7%
35	6.9%	5.7%	6.7%	7.4%	5.2%	4.9%	7.1%	6.1%	4.4%	3.1%
40	7.6%	6.2%	7.6%	8.6%	5.8%	5.6%	8.2%	7.0%	5.0%	3.4%
45	8.3%	6.7%	8.5%	9.7%	6.4%	6.2%	9.3%	7.9%	5.7%	3.8%
50	9.0%	7.2%	9.3%	10.9%	7.0%	6.9%	10.3%	8.8%	6.3%	4.1%

Fuente: Elaboración propia.

El aumento observado en el precio de bolsa ocasiona un sobre costo al consumidor en el pago por la energía consumida anual, este sobre costo es una pérdida para los consumidores pues están pagando una mayor cantidad de dinero por la misma energía demandada. Se evidencia que la pérdida de los consumidores oscila entre los 28,550 y los 1,370,717 millones de pesos al año (Valores constantes a 2016), lo que representa un incremento del pago anual por consumo de energía que oscila entre 0.4% y 10.9%, donde el año que presenta las menores pérdidas es el 2016 y los años que presentan la mayor cantidad de pérdidas del consumidor son el 2010 y el 2013.

Desde el punto de vista del recaudo del gobierno se encuentra, como era de esperarse, que los años de menor recaudo son los años que presentan niveles de hidrología altos, mientras que los años de mayor recaudo son los años más secos ya que utilizan en

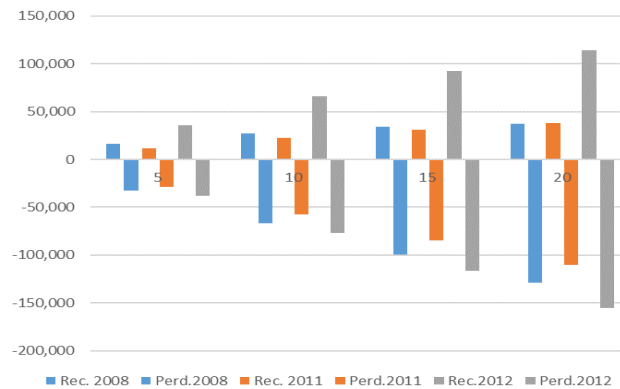
¹³ El Anexo 2 presenta las tablas anuales de resultados de los impactos de la implementación de impuestos al carbono para la totalidad de la senda de impuestos.

mayor medida la generación térmica. En particular, el ingreso del gobierno oscila entre los 11,814 y 1,765,836 millones de pesos, donde el mínimo valor se encuentra en 2011 y el máximo valor en 2015.

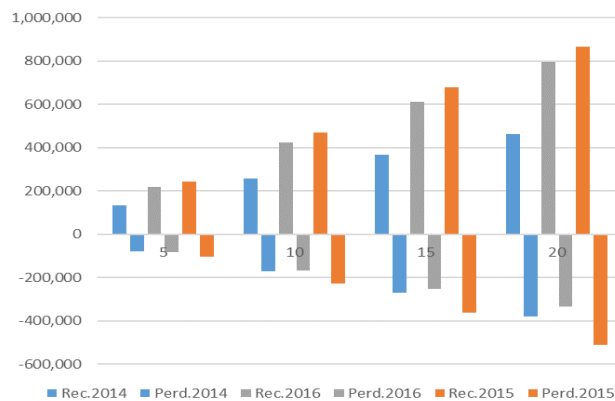
Comparando el ingreso del gobierno con las pérdidas experimentadas por los usuarios finales a través del aumento en los precios de bolsa, cabe resaltar, que en los años de menor recaudo (hidrología media y alta) se presentan pérdidas de consumidor que superan el ingreso del gobierno por la instauración del impuesto al carbono, en tanto que en los años secos el recaudo del gobierno supera la pérdida experimentada por los consumidores, como se muestra en el gráfico 8 (a y b).

Gráfico 8. Recaudo del Gobierno y Pérdida del consumidor (Millones de pesos)

a) Años lluviosos



b) Años secos



*Valores en constantes de diciembre 2016.

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a la participación de las distintas tecnologías de generación dentro de la generación anual, se observa que al implementar impuestos al carbono se presenta una sustitución entre generación hidráulica y térmica en todos los escenarios analizados. La

sustitución de generación a carbón es más marcada en años que cuentan con niveles hidrológicos altos (se sustituye entre 9% y el 99%) o en años de sequía que son posteriores a un año de hidrología alta como 2009 (se presenta una sustitución de entre 21% y el 80%). Sin embargo, en años de sequía que ocurren después de un año de hidrología media, como el 2014, la sustitución de generación térmica a carbón es menor y oscila entre el 7% y el 62% (Tabla 11).

De igual manera, la generación a gas natural presenta disminuciones entre el 5% y el 54% en años que presentan hidrología alta (2008, 2011,2012), en tanto que en años con presencia de hidrología baja (2009, 2014, 2015, 2016) se observan reducciones en la participación de esta tecnología entre el 1% y el 35% y en años de hidrología media (2010, 2013) se disminuye su participación entre el 6% y el 38%. Lo anterior, permite identificar que la sustitución de generación térmica que se ocasionaría a través de la implementación de impuestos al carbono es primordialmente la sustitución de energía proveniente de plantas a carbón.

Tabla 11. Cambio en generación por tecnología (2007-2016)

Cambio en participación dentro de la generación total por tecnología (%)										
Impuesto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5	H:	3%	1%	3%	2%	0%	1%	2%	2%	1%
	T:	-22%	-19%	-10%	-8%	-7%	-10%	-5%	-4%	-4%
	TC:	-29%	-31%	-21%	-12%	-10%	-9%	-6%	-7%	-10%
	TG:	-22%	-10%	-6%	-6%	-5%	-13%	-7%	-4%	-3%
	TL:	-1%	-1%	-2%	-4%	-6%	-3%	-1%	-1%	-1%
10	H:	6%	3%	4%	4%	0%	2%	3%	3%	2%
	T:	-38%	-32%	-16%	-15%	-12%	-17%	-10%	-8%	-8%
	TC:	-56%	-56%	-33%	-23%	-15%	-18%	-13%	-14%	-18%
	TG:	-36%	-14%	-9%	-10%	-12%	-21%	-10%	-6%	-7%
	TL:	-2%	-1%	-4%	-12%	-10%	-5%	-2%	-2%	-3%
15	H:	8%	3%	6%	6%	1%	3%	5%	5%	3%
	T:	-51%	-43%	-22%	-22%	-18%	-22%	-15%	-13%	-11%
	TC:	-77%	-70%	-45%	-34%	-21%	-26%	-21%	-22%	-25%
	TG:	-45%	-24%	-13%	-16%	-18%	-26%	-15%	-8%	-9%
	TL:	-3%	-1%	-6%	-15%	-17%	-7%	-3%	-2%	-3%
20	H:	9%	4%	8%	8%	1%	4%	7%	7%	4%
	T:	-60%	-54%	-27%	-29%	-25%	-28%	-21%	-17%	-13%
	TC:	-89%	-80%	-53%	-44%	-30%	-37%	-30%	-32%	-30%
	TG:	-55%	-36%	-16%	-22%	-23%	-29%	-18%	-11%	-11%
	TL:	-4%	-2%	-8%	-18%	-21%	-9%	-4%	-3%	-5%
30	H:	11%	5%	11%	11%	2%	5%	10%	10%	6%
	T:	-72%	-64%	-36%	-38%	-39%	-38%	-31%	-25%	-17%
	TC:	-96%	-92%	-67%	-59%	-57%	-53%	-47%	-47%	-37%
	TG:	-73%	-45%	-23%	-28%	-28%	-37%	-26%	-15%	-3%
	TL:	-8%	-5%	-16%	-23%	-30%	-12%	-6%	-4%	-8%
40	H:	12%	5%	13%	13%	2%	6%	13%	12%	7%
	T:	-78%	-70%	-43%	-46%	-47%	-46%	-40%	-31%	-21%
	TC:	-99%	-97%	-74%	-70%	-77%	-66%	-60%	-55%	-42%
	TG:	-78%	-51%	-30%	-34%	-29%	-44%	-33%	-20%	-5%
	TL:	-23%	-18%	-22%	-27%	-37%	-15%	-8%	-5%	-12%
50	H:	12%	6%	15%	14%	2%	7%	15%	14%	8%
	T:	-83%	-73%	-49%	-51%	-55%	-53%	-47%	-36%	-23%
	TC:	-100%	-99%	-80%	-79%	-90%	-77%	-70%	-62%	-45%
	TG:	-82%	-54%	-35%	-38%	-31%	-49%	-38%	-24%	-6%
	TL:	-43%	-38%	-28%	-31%	-46%	-18%	-10%	-6%	-14%

Fuente: Elaboración propia.

De otro lado, se observa que en general la imposición de cobros por emisiones ocasiona una disminución en las toneladas de carbono emitidas por generación eléctrica que varía entre el 4% (escenario \$5US/TonCO₂) y el 86% (escenario \$50US/TonCO₂). Respecto a esta variable, los años que presentan la menor disminución en términos de toneladas de carbono mitigadas son los años lluviosos, mientras que, los años secos presentan altos niveles de toneladas de carbono reducidas.

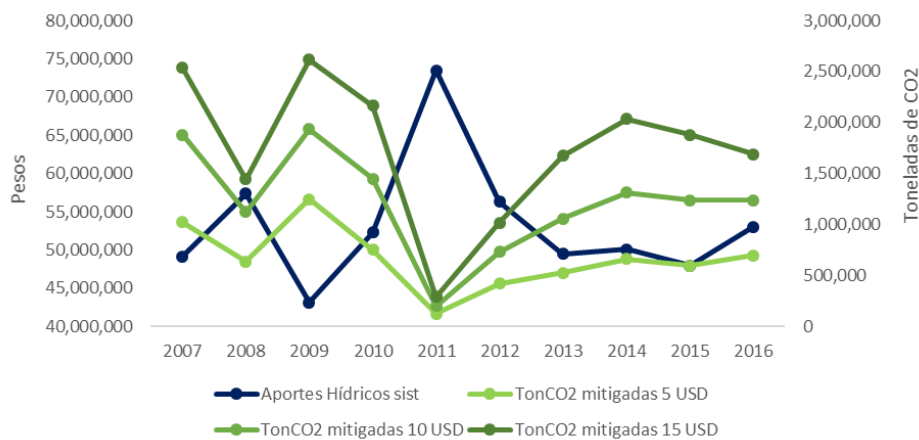
La situación esbozada anteriormente, se da debido a que en años de lluvia la generación hidráulica supe entre el 92% y el 96% de la energía demandada, es decir se usa casi la totalidad de energía hidráulica disponible. Por lo cual, al aplicar impuestos a las emisiones de carbono, la generación térmica sustituida representa un porcentaje muy pequeño lo que conlleva a que la reducción de emisiones de carbono en estos años sea baja (Tabla 12).

Tabla 12. Reducción emisiones de carbono respecto a escenario base (Toneladas)

Reducción en Emisiones de carbono respecto a escenario base (Toneladas)										
Impuesto USD/Ton CO2	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5	1,019,987	637,579	1,246,881	751,116	122,562	418,197	526,971	660,352	597,691	697,133
10	1,877,099	1,119,971	1,934,594	1,450,510	201,017	732,030	1,057,678	1,311,682	1,234,937	1,238,333
15	2,536,818	1,441,738	2,618,577	2,164,310	290,950	1,014,623	1,674,744	2,035,174	1,879,345	1,688,711
20	2,963,777	1,715,932	3,123,317	2,814,412	410,605	1,320,673	2,373,159	2,879,410	2,573,402	2,020,638
25	3,230,263	1,881,284	3,605,447	3,317,179	541,869	1,567,142	3,018,946	3,553,492	3,173,786	2,274,687
30	3,422,980	2,010,189	4,056,591	3,739,363	677,110	1,826,913	3,660,752	4,221,102	3,763,933	2,567,498
35	3,541,485	2,105,310	4,348,534	4,124,961	773,986	2,051,374	4,242,591	4,687,654	4,251,100	2,798,241
40	3,650,300	2,165,975	4,652,076	4,490,744	846,311	2,281,904	4,725,557	5,076,541	4,676,195	2,979,485
45	3,740,470	2,211,185	4,923,511	4,773,084	914,263	2,476,950	5,192,048	5,435,972	5,027,173	3,133,594
50	3,832,669	2,249,066	5,186,327	5,016,059	973,527	2,650,638	5,547,143	5,748,618	5,360,619	3,291,684

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 9. Aportes hídricos del sistema Vs. Emisiones de carbono mitigadas.



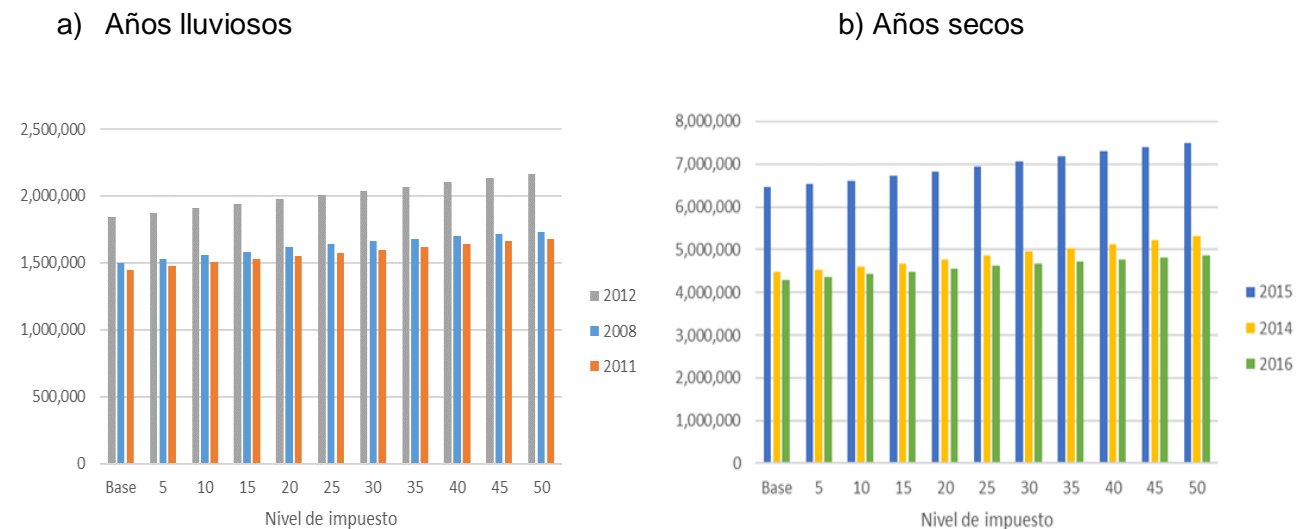
Fuente: XM. Elaboración propia.

Contrario a esto, en años de sequía se da una alta utilización de los recursos térmicos, característica que ocasiona que al aplicar impuestos al carbono y aumentar los precios de las plantas térmicas, con todo lo demás constante, se empiece a despachar más agua en el sistema reduciendo la participación de las plantas térmicas y por ende las emisiones de carbono anuales (Gráfico 9). Es necesario tener en cuenta, que en los periodos de sequía el aumento en la utilización de plantas hidráulicas puede ocasionar el agotamiento de la reserva hidráulica y afectar la confiabilidad del sistema.

El aumento en los precios de bolsa y el cambio en participación en la generación anual, causan a su vez un cambio en los ingresos por rentas inframarginales de las diferentes tecnologías (Gráficos 10 y 11). Se observa, que las plantas hidráulicas experimentan un aumento en rentas inframarginales entre 1% y el 30% respecto a sus ingresos en el escenario base (entre 26,973 y 1,034,770 millones de pesos). Esto se debe a que sus costos de oferta no presentan cambios mientras que el precio de bolsa aumenta junto a su porcentaje de participación dentro de la generación.

Para las plantas térmicas, los precios de oferta aumentan al mismo tiempo que el precio de bolsa, no obstante, cabe resaltar que exceptuando la planta marginal el aumento en el precio de oferta de las plantas es menor al aumento en precio de bolsa, esto debido a que el precio de bolsa se ve impactado únicamente por el costo de mitigación de la planta marginal (última planta que atiende la demanda). Por lo anterior y por la reducción en la participación de estas tecnologías dentro de la generación anual, se presenta una reducción entre el 3% y 77% de los ingresos por rentas inframarginales (entre 6,626 y 1,083,398 millones de pesos), especialmente para las plantas generadoras a carbón.

Gráfico 10. Rentas inframarginales generadores hidráulicos (Millones de pesos)

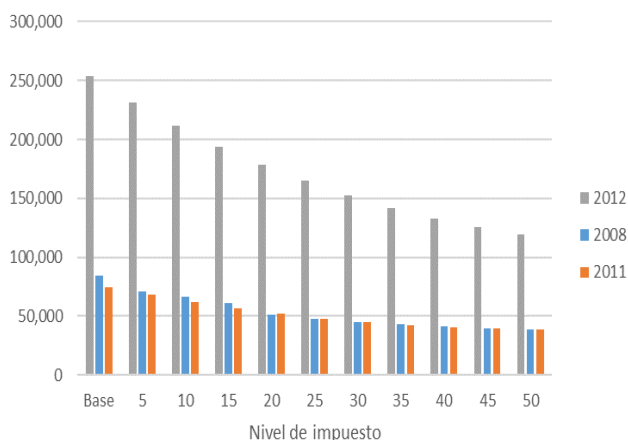


*Valores en constantes de diciembre 2016.

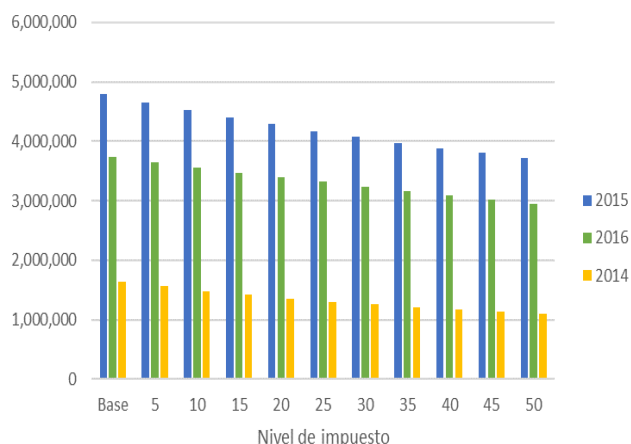
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 11. Rentas inframarginales generadores térmicos (Millones de pesos)

a) Años lluviosos



b) Años secos



*Valores en constantes de diciembre 2016.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, como se muestra en la tabla 13, el año que presenta el mayor costo de mitigación de la tonelada de carbono es 2011. Por ejemplo, se observa que al implementar un impuesto de \$5US/TonCO₂ el costo de reducir una tonelada varía entre 32,334 y 232,944 pesos donde el valor máximo se evidencia en 2011. De igual manera, al implementar un impuesto de \$40 US/TonCO₂ el costo de la tonelada mitigada oscila entre 62,485 y 236,971 pesos observando que el valor máximo se presenta en 2011.

Tabla 13. Costo de reducir una tonelada de carbono (2007-2016)

Costo de tonelada de carbono mitigada (COP/TonCO ₂)										
Impuesto USD/TonCO ₂	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5	32,334	51,098	39,193	53,727	232,944	91,025	145,296	121,239	173,186	116,695
10	36,723	59,894	52,601	59,719	285,113	105,110	154,533	129,479	183,553	135,646
15	40,482	68,739	59,503	64,095	289,602	114,986	152,368	132,226	193,625	149,818
20	44,579	75,173	68,403	69,845	267,720	117,618	147,401	132,113	199,368	166,171
25	49,415	82,075	75,254	77,813	246,738	123,856	147,014	139,957	208,902	182,839
30	53,704	87,910	80,720	85,978	232,068	126,920	147,917	145,377	216,101	190,377
35	58,172	93,246	87,755	93,578	231,990	130,479	150,715	155,075	227,083	199,315
40	62,485	99,036	93,285	100,137	236,971	133,014	155,758	165,328	236,381	208,863
45	66,708	104,607	98,389	107,043	242,316	137,008	160,206	174,872	246,653	217,920
50	70,228	110,186	102,788	113,702	248,936	141,008	166,834	184,875	255,701	224,463

Fuente: Elaboración propia.

La razón por la que 2011 presenta los mayores valores de costo efectividad, es debido a que su escenario base tiene el menor nivel de emisiones de carbono a causa de la predominancia de generación hidráulica, la cual suplió casi la totalidad de la demanda de energía en este año. Por lo anterior, la sustitución de generación térmica ocasionada por el impuesto es poca y la cantidad de emisiones de carbono reducida es baja, mientras que los niveles en los que aumenta el precio promedio de bolsa son similares a los demás años, llevando a que por el mismo aumento de precio se mitiguen menos emisiones y por ende sea más costoso mitigar una tonelada de carbono en este año.

Por último, realizando la comparación entre los costos de tonelada de carbono mitigada encontrados por nuestro modelo y el precio sombra del carbono encontrado en la literatura (300.000 pesos/TonCO₂) se observa que la imposición de impuestos al carbono es eficiente en todos los años, a través de los escenarios de impuesto analizados. En promedio el costo de mitigar una tonelada de carbono en el sistema eléctrico colombiano a través del periodo de análisis se encuentra en 136,000 pesos por tonelada de carbono, cuyo límite inferior es 32,334 y límite superior es 289,602 pesos por tonelada de CO₂ mitigada.

6.3 Análisis del impacto de la implementación de impuestos al carbono en años diferenciados por niveles hidrológicos.

Debido a que los impactos evidenciados en las variables presentan distintos niveles dependiendo del nivel hidrológico, a continuación, enfocamos el análisis de resultados en estudiar los impactos sobre las variables de estudio en 3 años que se caracterizan por presentar niveles de hidrología diversos: fenómenos climáticos de La Niña y El Niño e hidrología media. Los años seleccionados fueron; 2011 año con alta hidrología por presencia del fenómeno de La Niña; 2013 año de hidrología media; 2015 año de hidrología baja por presencia de fenómeno de El Niño.

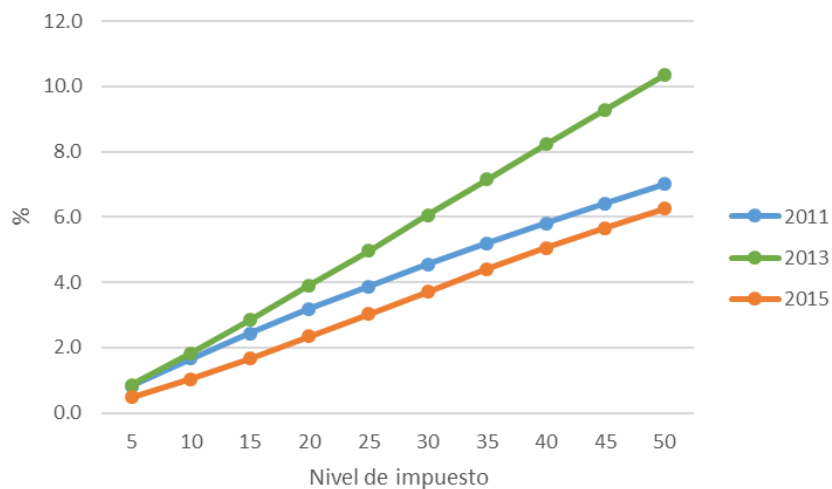
Análisis del impacto sobre los precios de bolsa de electricidad:

A través de la réplica del despacho del mercado eléctrico se evidencia que el impacto en precios presenta un mayor nivel en 2013, mientras que en 2011 y 2015 los impactos evidenciados son más bajos, resultado que se atribuye a la variabilidad climática que presentan estos años y al porcentaje de horas que margina cada tecnología (Gráfico 12). El año 2013 presenta los mayores impactos, pues en este las plantas de generación térmica marginan en la bolsa de energía entre el 27% y el 31.5% del total de horas del año, mientras que en años lluviosos como el 2011 este porcentaje oscila entre el 7.5% y el 8.7%, y en años de sequía entre el 22% y el 28%. Las diferencias en el número de horas en que la tecnología térmica margina en la bolsa y establece el precio, ocasionan que el impacto sea más marcado en años donde hay un mayor porcentaje de marginación por parte de las plantas térmicas, debido a que son estas tecnologías las que experimentan aumentos en sus precios de oferta a causa de la imposición de impuestos al carbono.

De igual manera, la disponibilidad del recurso hidráulico influye el nivel de impacto en precios, por ejemplo, en años de hidrología alta y media (2011-2013) existe una capacidad de sustitución baja de generación térmica pues los recursos hidráulicos se utilizaron ampliamente en el escenario base.

De otro lado, en años secos (2015) se presentan los impactos más bajos pues en el escenario base de este año se utilizaron en baja medida los recursos hidráulicos buscando conservar el agua de las plantas en la sequía. Contrario a lo anterior, nuestro modelo optimiza el mercado por precios sin tener en cuenta el nivel de los embalses, por esto, en este año la generación hidráulica aumenta y sustituye la generación térmica entre 2% y 15%, lo cual reduce el impacto en precios.

Gráfico 12. Impacto en precio promedio de bolsa anual (%)

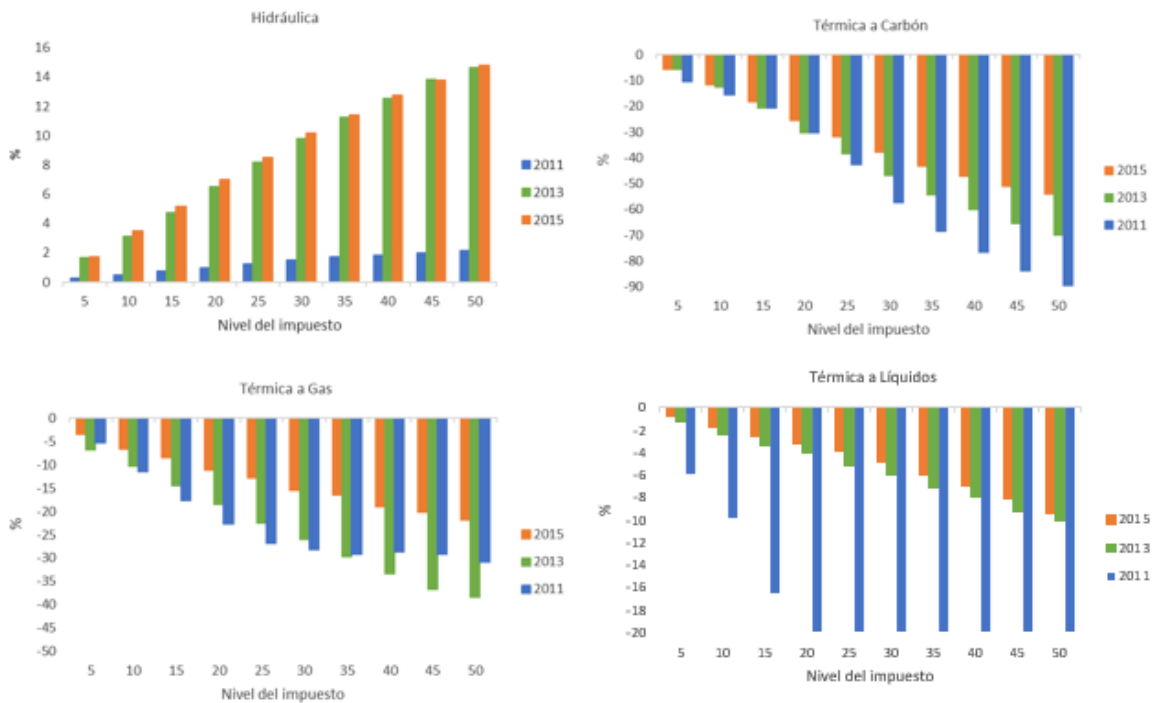


Fuente: Elaboración propia.

Hallazgos sobre los cambios en las fuentes de generación:

Como se observa en el Gráfico 13, sin importar el nivel de hidrología que se presenta en el año el cobro de impuestos al carbono ocasiona una disminución en la generación a base de combustibles fósiles y un aumento en la generación hidráulica. En particular, el año 2011 es el que presenta el menor aumento en generación hidráulica, esto es causado debido a que en el escenario base de este año el recurso hidráulico suplió el 96% de la energía generada, por lo cual las plantas hidráulicas estaban generando casi al máximo de su capacidad. Por otro lado, en los años de hidrología media y seca (2013, 2015), el aumento observado sobre la generación hidráulica se encuentra en niveles cercanos y oscila entre el 2% y el 15% a través de los escenarios de impuestos.

Gráfico 13. Cambio en generación por tecnología



Fuente: Elaboración propia.

Respecto a la generación térmica, se encuentra que la tecnología que más disminuye su generación es la térmica a carbón. Para 2011 se encuentra que la generación a carbón disminuye entre 73,468 MW y 633,830 MW, es decir se reduce entre el 10%-90%. En 2013 la generación a carbón disminuye entre 324,903 MW y 4,055,719 MW, entre 6% y 70%. Finalmente, para el año seco se presenta una reducción que oscila entre 386,466 MW y 3,816,742 MW, entre 5% y 54%.

La generación a gas natural presenta reducciones más marcadas en el año 2013, disminuyendo entre 7% y 38% (reducción entre 392,633 MW y 2,218,719 MW), seguido por el año 2011 en el cual se reduce entre el 5% y 31% (reducción entre 45,735 MW y 269,744 MW) y finalmente 2015, año en el que se disminuye la generación a gas natural entre 3% y 22% (reducción entre 298,053 MW y 1,884,552 MW).

Por último, el análisis muestra que la generación a base de combustibles líquidos en años que cuenten con niveles de hidrología alta es muy baja (participación menor al 1%) y disminuye entre el 6% y 46% ante la imposición de impuestos al carbono. Esta tecnología de generación representa en periodos de hidrología media entre el 3% y 4% del total de la generación anual y se reduce entre 1% y 10% al implementar impuestos al carbono. En periodos de sequía, la generación con combustible líquidos representa entre el 7% y el 8% del total de la generación anual y presenta una reducción que oscila entre 0.7% y 9% al implementar impuestos al carbono.

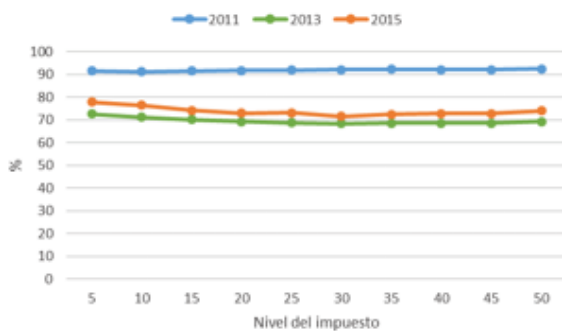
Cambios evidenciados en el número de horas que margina cada tecnología en el despacho anual.

Se observa que a través de los escenarios de impuestos al carbono las plantas hidráulicas disminuyen el porcentaje de horas que marginan en la bolsa de energía en años de hidrología media y baja. En años de hidrología media las plantas hidráulicas reducen el número de horas que marginan al año entre un 3% y un 9% y en años de hidrología baja este porcentaje de reducción oscila entre el 3% y el 12%. Por su parte, en los años de hidrología alta el cambio en el porcentaje de horas que marginan las plantas hidráulicas es muy bajo (Gráfico 14).

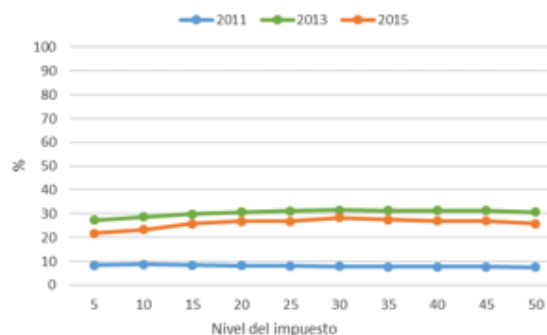
Paralelo a esto, se encuentra que las plantas térmicas aumentan el número de veces que marginan en la bolsa de energía. En años que presentan hidrología media el número de veces que marginan las plantas térmicas aumenta entre 11% y 28% y entre 16% y 50% en años secos. Sin embargo, en años de hidrología alta las plantas térmicas aumentan el porcentaje de horas que marginan al año en los escenarios de impuesto de \$5 a 25 US/TonCO₂ y para los escenarios subsecuentes se presenta una disminución en el número de veces que esta tecnología margina, entre 1% y 5%.

Gráfico 14. Cambio en horas en las que margina cada tecnología (%)

a) Plantas hidráulicas



b) Plantas térmicas



Fuente: Elaboración propia.

Cambios evidenciados en las rentas inframarginales

Los cambios evidenciados en precios de bolsa, participación dentro de la generación del total de energía y porcentaje de horas que marginan las tecnologías de generación, conllevan a cambios en los ingresos por rentas inframarginales de los generadores.

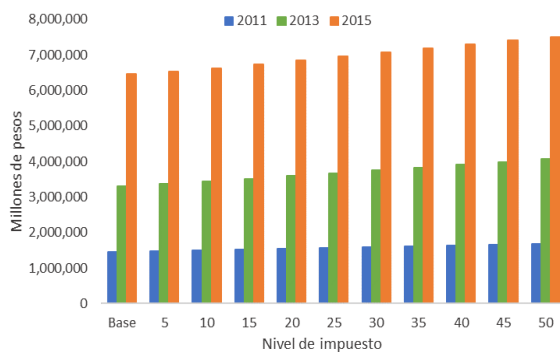
Realizando el análisis por años según su nivel hidrológico se encuentra que, para los años de sequía las rentas de las plantas térmicas disminuyen entre un 3% y un 23%, que en valores representa una disminución entre 146,011 y 1,082,398 millones de pesos.

Mientras que las rentas de las plantas hidráulicas aumentan entre 1% y 16%, es decir, entre 73,520 y 1,034,770 millones de pesos.

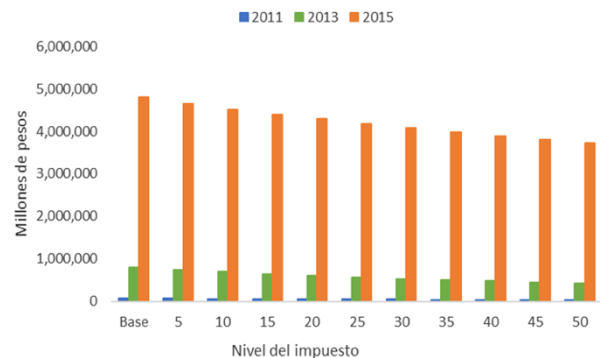
En años que presentan hidrología media, las rentas de las plantas térmicas disminuyen entre 7% y 46% (entre 60,378 y 373,067 millones de pesos) y las rentas de las plantas hidráulicas aumentan entre 2% y 23% (entre 62,017 y 765,044 millones de pesos). Por último, las rentas de las plantas térmicas en periodos de hidrología alta disminuyen entre 9% y 49% (entre 6,626 y 36,400 millones de pesos), en tanto que, las rentas de las plantas hidráulicas aumentan entre 2% y 16% (entre 26,973 y 229,964 millones de pesos). Mediante este análisis se evidencia que sin importar el nivel de hidrología que caracteriza el año de análisis, la existencia de impuestos al carbono ocasiona una transferencia de rentas entre generadores térmicos e hidráulicos, como se observa en el Gráfico 15.

Gráfico 15. Rentas inframarginales (Millones de pesos)

a) Plantas hidráulicas



b) Plantas térmicas



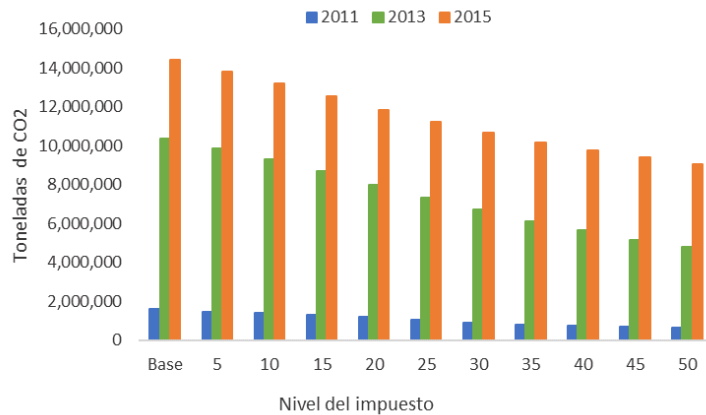
Fuente: Elaboración propia.

Hallazgos sobre los cambios en las emisiones de carbono:

Con respecto a esta variable, el análisis encuentra que el año 2011 presenta la menor cantidad de emisiones de carbono mitigadas respecto al escenario base (se mitigan entre 122,562 y 973,527 toneladas de CO₂). Esto ocurre debido a que los niveles de carbono emitidos en el escenario base son muy bajos, por lo que la sustitución de generación térmica ocasionada por la instauración de impuestos al carbono es baja y por ende la reducción de emisiones (Gráfico 16).

Los años de hidrología media y baja son los años en que se mitiga la mayor cantidad de emisiones, debido a que la utilización de generación térmica en el escenario base es alta y a través de la imposición de la senda de impuestos la generación térmica disminuye en gran medida, logrando grandes reducciones de gases contaminantes. En el año de hidrología media se mitigan entre 526,971 y 5,547,143 toneladas de carbono y en el año de hidrología baja se mitigan entre 597,691 y 5,360,619 Toneladas.

Gráfico 16. Emisiones de carbono anuales (Toneladas)

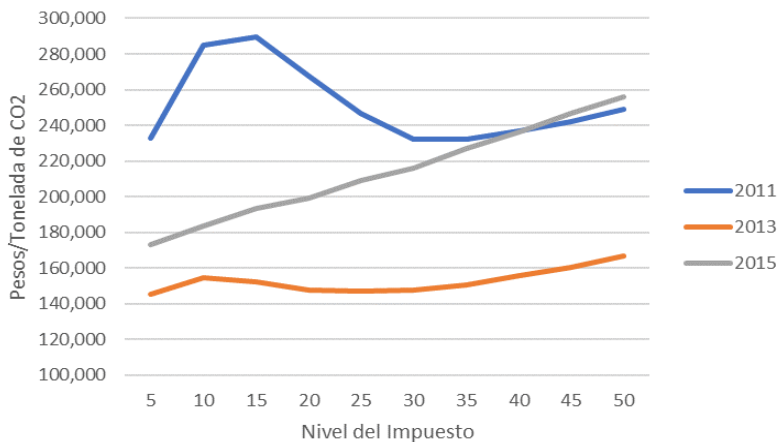


Fuente: Elaboración propia.

Análisis de Costo efectividad de la implementación de impuestos al carbono:

En el periodo analizado el costo de mitigación de una tonelada de carbono es mayor en 2011 debido a que este es el año en el cual se reduce la menor cantidad de toneladas de carbono, mientras que el aumento experimentado en precios de bolsa es similar al evidenciado en los demás años del periodo de análisis (Gráfico 17).

Gráfico 17. Costo de la tonelada reducida (COP/TonCO₂)



Fuente: Elaboración propia.

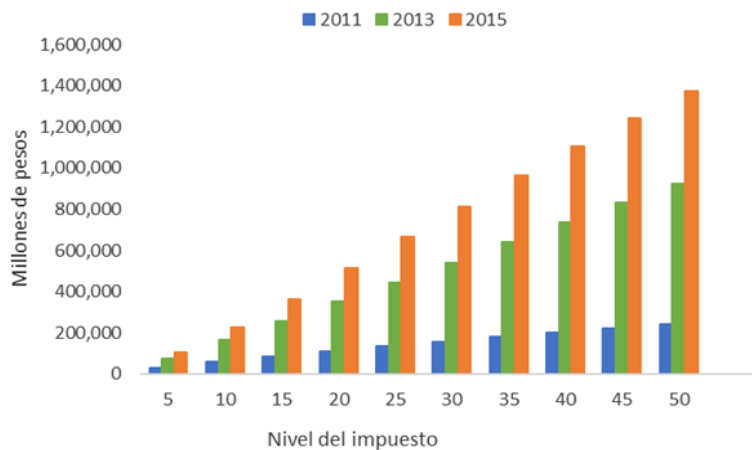
Por otro lado, en años de baja (2015) el costo de mitigar una tonelada de carbono es ascendente a través de los distintos niveles de impuestos y oscila entre 173,186 y 255,701 pesos por tonelada de carbono reducida. Finalmente, para el año de hidrología media (2013) el costo de la tonelada de carbono mitigada es de menor nivel y oscila entre 145,296 y 166,834 pesos. Al comparar con el precio sombra internacional de la tonelada

de carbono mitigada (300.000 pesos) encontramos que en los tres años la imposición es eficiente, siendo de mayor eficiencia en el año que se caracteriza por hidrología media.

Balance entre emisiones de carbono mitigadas, pérdida de consumidores y recaudo del Gobierno

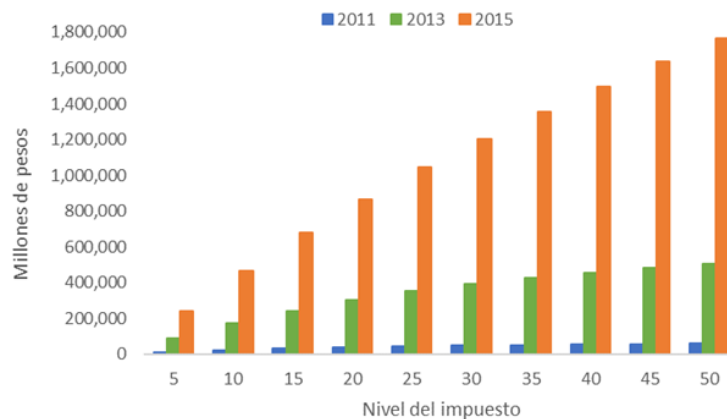
Finalmente, para analizar el balance de la implementación de impuestos al carbono sobre el total de los agentes involucrados, a continuación, se presenta la información de emisiones de carbono mitigadas, pérdida de consumidores (Costo incremental de la energía anual) y recaudo del Gobierno (Gráficos 18-20).

Gráfico 18. Costo incremental de la energía anual (Millones de pesos)



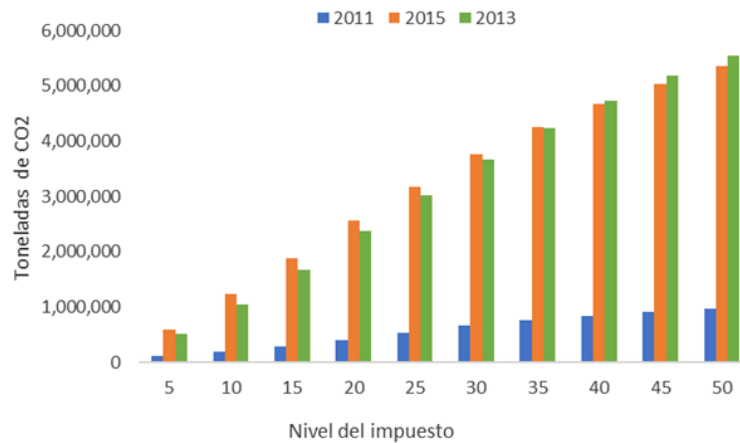
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 19. Ingresos del gobierno (Millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 20. Toneladas de carbono mitigadas (Toneladas de CO2)



Fuente: Elaboración propia.

Como se evidencia en los gráficos 17-19, en el año seco se observa que la pérdida de los consumidores, es decir, el costo incremental de la energía anual alcanza los 1,370,717 Millones de pesos, mientras que el ingreso del Gobierno en el escenario de impuesto más alto se ubica en 1,765,836 Millones de pesos, por lo cual, y sin tener en cuenta las pérdidas de los productores de energía, el recaudo del gobierno supera las pérdidas experimentadas por los usuarios. Sin embargo, en los años de hidrología media y alta se evidencia que la pérdida de los consumidores es mayor al recaudo del gobierno.

En términos de mitigación, en años de hidrología alta la reducción de emisiones no es significativa, mientras que los años 2013 y 2015 presentan reducciones significativas que son de aproximadamente la misma magnitud, no obstante, la pérdida de los consumidores es mayor en el año seco.

7. Conclusiones

El análisis realizado en este trabajo permite concluir que la instauración de impuestos al carbono ocasiona impactos en las principales variables del mercado de energía eléctrica, en particular, los precios de bolsa de energía, la utilización e ingresos de las tecnologías de generación y las emisiones de carbono del sistema. De igual manera, la implementación de impuestos al carbono crea un ingreso extra para el Gobierno cuya destinación específica puede ser la conservación ambiental.

En primera medida, para realizar el análisis de impactos se desarrolló el escenario actual de impuesto al carbono en el país, el cual fue establecido a través de la reforma tributaria de 2016 y en el que se estipula la existencia de un impuesto al carbono de 5 dólares por tonelada de carbono para los combustibles líquidos. En este escenario, se encuentra que a través del periodo de análisis los precios de la bolsa de energía aumentan en menos de 1% a causa de la implementación del impuesto. Paralelo a esto, se encuentra que la

generación de las centrales cambia marginalmente, por un lado, las hidroeléctricas aumentan entre 0.01% y 0.09% la energía generada anual. Por otro lado, las termoeléctricas disminuyen su generación entre 0.01% y 1.91%. De igual manera, en términos de los ingresos por rentas inframarginales las plantas hidráulicas aumentan sus ingresos entre 0.01% y 0.12%, mientras que las plantas térmicas reducen sus ingresos entre el 0.01% y el 1.05%. El cambio en la utilización de las tecnologías térmicas ocasionado por la imposición de impuestos al carbono desemboca en una reducción de emisiones de carbono que oscila entre 746 y 293,854 toneladas.

Desde el punto de vista de ingresos del Gobierno, para este escenario se evidencia que el recaudo oscilaría entre 2,000 y 62,000 millones de pesos dependiendo de la hidrología y el porcentaje de generación térmica anual. Se observa que el recaudo del gobierno ante la imposición presenta una alta variabilidad, característica que no es deseable en términos de la volatilidad que presentaría la planeación del recaudo tributario anual del gobierno.

Así mismo, analizando el costo de mitigar una tonelada de carbono se encuentra que, para años de hidrología media y baja, el costo de mitigar una tonelada de carbono oscila entre 8,155 y 625,000 pesos. En particular, en años de hidrología baja como 2014 y 2015 el costo de mitigar una tonelada de carbono en Colombia es superior al precio sombra encontrado en la literatura (300,000 pesos/TonCO₂), lo que muestra que en años de sequía la imposición de impuestos al carbono no es eficiente para este escenario. De otro lado, en años de hidrología alta se observa que el uso de impuestos como instrumento de mitigación es eficiente debido a que para estos años es posible encontrar opciones de generación competitivas.

Extendiendo el impuesto a lo totalidad de combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica y evaluando una senda de impuestos más amplia en la cual se consideran impuestos al carbono entre 5 y 50 dólares por tonelada emitida. Se encuentra que los impactos en las variables analizadas son amplios, respecto al precio de bolsa de energía se evidencian aumentos que oscilan entre 0.4% y 10.9%, dichos aumentos se transfieren al valor del pago anual por energía eléctrica de los usuarios finales y depende del nivel hidrológico que caracteriza el año de análisis. El año que presenta el menor impacto es 2011 debido a que estuvo afectado por el fenómeno de La Niña y el año de mayor impacto es 2015 el cual se vio afectado por el fenómeno de El Niño.

Cabe resaltar que los impactos evidenciados en los precios de bolsa de energía en Colombia son menores a los evidenciados en otros países en los que se han establecido impuestos al carbono. Sin embargo, es necesario reiterar que los impactos en el mercado colombiano expuestos por nuestro modelo son menores a los que se ocasionarían en casos en los que no se cuente con generación hidráulica que sustituya la generación térmica implicada en el despacho. Lo anterior, es de gran importancia debido a que en los años de sequía el uso de capacidad hidráulica extra no es posible, pues esto significaría que los embalses se agotarían y se pondría en riesgo la confiabilidad del sistema lo que podría desembocar en eventos de racionamientos.

En relación con la utilización de las distintas tecnologías de generación, se concluye que, ante la implementación de impuestos al carbono para la totalidad de combustibles implicados en generación eléctrica, todas las tecnologías térmicas disminuyen su participación en el despacho del mercado eléctrico, en especial, en años que cuentan con abundante recurso hídrico para sustitución de energía térmica. En particular, la generación a carbón presenta la mayor reducción de generación disminuyendo entre el 5% y el 99% de su generación anual. De otro lado, la generación hidráulica aumenta su participación en todos los escenarios de impuesto analizados a través del periodo 2007-2016, incrementando su generación hasta un 15%.

El cambio evidenciado en la generación de las distintas tecnologías y el aumento en los precios de oferta de las centrales térmicas ocasionado por el impuesto al carbono, conlleva a cambios en los ingresos por rentas inframarginales de los agentes. Es de especial atención que mientras los ingresos por rentas inframarginales de los generadores térmicos disminuyen drásticamente, en ocasiones alcanzando a disminuir hasta el 90%, los ingresos de los generadores hidráulicos aumentan hasta un 30%.

Lo explicado precedentemente, permite evidenciar que la implementación de impuestos al carbono ocasiona una transferencia de rentas entre los generadores. Esta conclusión conlleva altos niveles de riesgo, pues la pérdida de ingresos por rentas inframarginales puede ocasionar la insostenibilidad financiera de las plantas térmicas, las cuales son un recurso indispensable para la confiabilidad del sistema eléctrico en periodos de sequía.

En cuanto a la reducción de emisiones de carbono, los años que presentan mayor recurso hídrico para sustitución de generación térmica son los años en los que más emisiones de carbono se mitigan. A través del escenario analizado se evidencia que el año en que se mitiga la mayor cantidad de emisiones de carbono es 2014, año en el que se reducen entre 660,353 y 5,748,618 toneladas.

Al mismo tiempo, la implementación de impuestos al carbono produce ingresos extra para el Gobierno que oscilan entre los 11,814 y 1,765,836 millones de pesos, donde el mínimo valor se encuentra en 2011 y el máximo valor en 2015. Se evidencia en el periodo analizado que los años en los que se presenta mayor recaudo son los años en los que se da una alta utilización de las tecnologías termoeléctricas, los cuales en el caso del mercado colombiano son los años que se ven afectados por sequías.

De otro lado, a través del análisis realizado se evidencia un cambio en los excedentes del sistema en el que los ingresos de los generadores disminuyen, debido a que los ingresos de las plantas térmicas disminuyen más de lo que aumentan los ingresos de las plantas hidroeléctricas, el costo a pagar por el usuario final por la energía consumida aumenta y el ingreso del Gobierno aumenta. Estos cambios en los excedentes están acompañados por reducciones en las emisiones de carbono del parque de generación.

Por lo anterior, el costo de reducir una tonelada de carbono a través de la implementación de impuestos al carbono oscila entre 32,334 y 289,602 pesos. Analizando la efectividad del impuesto al compararlo con el precio sombra internacional, se encuentra que esta medida de mitigación es efectiva en la totalidad de los años analizados, presentando su menor eficiencia en años de extrema lluvia (2011).

Finalmente, realizando un análisis de los intereses de los distintos agentes gubernamentales se encuentra que:

Desde el punto de vista del Ministerio de Ambiente la imposición de impuestos al carbono sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica ocasiona una disminución de emisiones de carbono de hasta 5,748,618 toneladas anuales la cual sería muy beneficiosa en términos ambientales para el país y en términos de cumplimiento de las metas COP21. Desde el enfoque del Ministerio de Hacienda nuestro modelo nos permite ver que la imposición conlleva a que el recaudo del gobierno aumente hasta en 1.7 billones de pesos al año, sin embargo, este recaudo es muy volátil debido a que depende del nivel hidrológico que caracteriza el año de análisis, esta característica evita que estos ingresos se puedan incluir dentro de la planeación del presupuesto pues su nivel conlleva mucha incertidumbre.

Por último, realizando el análisis desde el punto de vista del Ministerio de Minas y Energía se observa que la imposición ocasiona una sustitución de las tecnologías térmicas más contaminantes, en especial el carbón, por energías limpias como la hidráulica lo que contribuiría a cumplir las metas sectoriales de reducción de emisiones, no obstante, se debe tener prevención para no afectar la confiabilidad del sistema.

Recomendaciones de política pública

Los impuestos al carbono son el instrumento de mitigación más utilizado a nivel mundial, mediante su implementación se establece el precio de las emisiones de carbono y se permite que el mercado determine la reducción de emisiones resultante. La propagación de los impuestos al carbono se debe a las múltiples ventajas a las que conlleva su establecimiento, las cuales se centran en la estabilidad de precios de mitigación que acarrea certidumbre para los inversionistas, la creación de señales de mejoramiento tecnológico y la generación de ingresos al Gobierno que pueden ser destinados al desarrollo de tecnologías de generación limpia, medidas de compensación ambiental o acciones de mitigación y adaptación frente a los efectos del cambio climático.

Este tipo de instrumentos es de mayor eficiencia que los Sistemas de Comercio de Emisiones (SCE), si en estos últimos solo un grupo reducido de grandes firmas tiene participación por los costos de implementación. No obstante, si la participación es amplia se garantiza el cumplimiento de la meta prevista. Así mismo, a través del impuesto se busca enviar señales a los consumidores y firmas sobre el menor costo social de otras fuentes de energía menos intensivas en la producción de carbono, mientras se crean

señales de precios claras generando la certeza requerida para realizar inversiones. (Congreso de la República de Colombia, 2016).

En general, las medidas de mitigación de emisiones ocasionan costos sobre los agentes involucrados en el proceso productivo y los usuarios finales del sector de energía eléctrica. En el caso de los impuestos al carbono se garantiza un nivel de ingresos al gobierno, sin embargo, se debe asegurar que las tecnologías involucradas en la generación de energía migren hacia tecnologías con menos emisiones. De otro lado, los SCE garantizan la cantidad de emisiones que se va a reducir, no obstante, los ingresos del Gobierno son inciertos y se cuenta con mayores costos de implementación debido a la necesidad de plataformas de transacción.

En el caso analizado en este trabajo se encuentra que ante la implementación de impuestos al carbono existe un impacto en los precios de los usuarios finales que no supera el 10.9%. Así mismo, se observa que además de producir un ingreso extra para el Gobierno y reducir cantidades significativas de emisiones de carbono, la imposición ocasiona el reemplazo de la generación térmica dentro del despacho horario del mercado, por lo cual, se evidencia el cumplimiento de uno de los principales objetivos de las medidas de mitigación: la sustitución de tecnologías contaminantes por tecnologías con menos emisiones de carbono.

El cambio evidenciado en la utilización de las tecnologías térmicas dentro de la matriz de generación es eficaz desde el punto de vista de la reducción de emisiones y la transformación tecnológica. En particular, teniendo en cuenta que esta señal de transformación tecnológica es un incentivo para el desarrollo de las tecnologías de generación limpias a través de Fuentes No convencionales de Energía Renovable (FNCER), cuya expansión puede complementar la matriz eléctrica existente y contribuir a la reducción de emisiones del sistema.

Sin embargo, la implementación de impuestos al carbono crea una nueva forma de incertidumbre en el mercado a través de la reducción de ingresos por rentas inframarginales de las plantas térmicas y los impactos que esta reducción acarrea sobre la confiabilidad de suministro de la demanda. Respecto a lo anterior vale la pena analizar a profundidad los impactos de la transferencia de rentas entre los generadores, en la cual los ingresos de las plantas hidráulicas llegan a aumentar hasta un 30%. Así como estudiar la posibilidad de utilizar de forma eficiente los ingresos extra de las plantas hidráulicas ocasionados por la imposición, ya sea mediante su destinación a compensaciones ambientales o en el desarrollo de estrategias de mitigación o adaptación de los efectos de cambio climático en el país.

De igual manera, es importante resaltar que debido a las características del sector eléctrico colombiano y la abundancia de recurso hídrico con el que se cuenta, la generación térmica es un activo necesario para garantizar la confiabilidad del suministro de energía en el país en momentos de sequía y el aseguramiento de la existencia de

energía en firme para garantizar la atención de la demanda. Por lo anterior, frente a la reducción en la utilización y los ingresos de las termoeléctricas, es necesario que los agentes térmicos realicen inversiones para diversificar su portafolio de generación y evalúen alternativas de compensaciones de carbono neutro que contribuyan a equilibrar la reducción en los ingresos y la disminución en participación dentro de la generación total que se deriva de la implementación de impuestos al carbono.

En términos de la firmeza del sistema, se recomienda que al estudiar la expansión del parque de generación se analice que tecnologías con bajos niveles de emisiones de carbono pueden aportar energía en firme para el suministro de la demanda, como es el caso de la térmica a gas. De igual manera, es primordial promover el desarrollo de la utilización de biomasa y geotermia en el país, tecnologías limpias que proveen energía en firme. Así como el estudio de las tecnologías de almacenamiento de energía y el desarrollo de mercados intradiarios, los cuales permiten utilizar recursos de generación limpios como las FNCER y manejar la variabilidad que las caracteriza.

Así mismo, teniendo en cuenta que las plantas térmicas son activos necesarios para garantizar la confiabilidad del sistema y previendo la entrada de un mayor porcentaje de energías de generación mediante fuentes no convencionales de energía renovable, es primordial que se mantenga la confiabilidad del sistema. Para lograr el objetivo anteriormente esbozado, se recomienda evaluar el desarrollo de un esquema de cargo por capacidad que permita dar una señal de continuidad de inversión en el mercado, en especial, considerando que la entrada de grandes cantidades de fuentes no convencionales de energía renovable ocasiona reducciones marcadas en los precios de bolsa, situación que desincentiva la inversión en el sector.

Finalmente basándonos en que: al expandir el impuesto a todos los combustibles fósiles involucrados en la matriz de generación la imposición es eficiente en todos los años y escenarios analizados en términos de costo de tonelada de carbono mitigada; la imposición ocasiona una reducción de emisiones y un cambio en la utilización de tecnologías contaminantes. Se recomienda que el impuesto al carbono se mantenga y se expanda su implementación a la totalidad de combustibles utilizados para generación eléctrica. No obstante, teniendo en mente el efecto que la imposición conlleva sobre los ingresos por rentas inframarginales de las plantas térmicas y las implicaciones que esto tiene sobre la confiabilidad del sistema, se sugiere que el nivel del impuesto no supere los 10 dólares por tonelada de carbono emitida.

Anexo 1. Descripción del modelo de réplica del despacho económico del mercado eléctrico colombiano.

El modelo desarrollado para realizar las réplicas del despacho económico del mercado eléctrico colombiano utilizado en el análisis de este trabajo fue adaptado del modelo utilizado en el documento "*Assesing the impact of a wind farm in the Colombian Power System*" de la universidad de Los Andes. Especial agradecimiento al grupo de investigación de la facultad de Ingeniería eléctrica de la Universidad y en particular al ingeniero Javier José González, quien contribuyó con sus aportes académicos en la adaptación del modelo.

A continuación, se describe el modelo de réplica del despacho:

En Colombia, los generadores despachados centralmente (aquellos con una capacidad instalada superior a 20MW) presentan una oferta de dos partes para el mercado diario: disponibilidad de energía por cada hora y un precio único por día. El sistema y el operador del mercado construyen la curva de oferta y encuentran el precio spot ideal para una demanda dada. Después de tres meses, esta información se hace pública. Siguiendo el mismo procedimiento, es posible reconstruir la curva de oferta y encontrar un precio spot sin tener en cuenta las limitaciones de la red y de los generadores.

En primer lugar, el modelo ordena las plantas según sus precios de oferta de menor a mayor creando la curva de oferta agregada hasta suplir la demanda de energía horaria, encontrando la última planta que atiende la demanda en cada hora (planta marginal) cuyo precio de oferta es el precio de la bolsa de energía en la hora de análisis. Posterior a esto, el modelo determina la energía horaria entregada al sistema por cada una de las plantas despachadas. Finalmente teniendo en cuenta el precio de bolsa horario y los precios de oferta y cantidad de energía generada de las plantas que participaron en el despacho, se calculan los ingresos por rentas inframarginales de las distintas plantas de generación.

Con la metodología descrita, la diferencia promedio entre los precios spot por hora reales y reconstruidos mediante nuestro modelo es de 4.97%.

Se debe resaltar que el comportamiento de la oferta de energía dentro de la subasta se supone estático cuando se incluyen modificaciones en el despacho. Por lo tanto, el análisis no tiene en cuenta las diferentes estrategias utilizadas por los agentes generadores con embalse, los cuales pueden presentar cambios en su despacho debido a, por ejemplo, la implementación de un impuesto al carbono. Dado que los agentes hidráulicos son capaces de administrar su recurso hídrico durante un largo período de tiempo (semanas o incluso meses), el comportamiento de oferta puede cambiar con diferentes niveles de utilización en el despacho. A pesar de esto, existen tres razones principales que validan el modelo. La primera es el bajo impacto que un impuesto al carbono acarrea sobre el despacho económico, en este punto es importante tener en cuenta que los resultados de los impuestos pequeños son precisos, pero aquellos con

mayores magnitudes son más difíciles de analizar. En segundo lugar, la metodología toma en cuenta el tamaño de las plantas, es decir, en los casos en que la planta marginal es de una gran capacidad el despacho no se modifica mitigando el impacto de la medida de mitigación. Finalmente, la metodología considera la disponibilidad de combustible, teniendo en cuenta los periodos de escasez de gas natural a través del periodo analizado y siendo certero en el impuesto aplicado a cada una de las plantas a través de la totalidad de horas analizadas, según el combustible que se utilizó para cubrir sus obligaciones de energía en firme (condición que aplica para plantas térmicas duales). En otras metodologías de réplica del despacho los parámetros de utilización de combustible son difíciles de medir debido a que estos datos hacen parte de información privada.

Anexo 2. Tablas de resultados impactos de la implementación de impuestos al carbono (2007-2016)

2007

Datos año 2007													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Preciobolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	50,705,796	59,214	3.00		4,474,836		H: 43,992,688		H: 86.8%	H: 86.2%		H: 1,093,199	
							T: 6,569,744		T: 13.0%	T: 13.8%		T: 96,430	
							TC: 2,240,718		TC: 4.4%	TC: 4.5%		TC: 30,524	
							TG: 3,480,849		TG: 6.9%	TG: 8.9%		TG: 43,854	
							TL: 848,178		TL: 1.7%	TL: 0.4%		TL: 22,052	
5	50,705,796	59,864	3.04	1.1%	3,454,849	-22.8%	H: 45,410,270	3%	H: 89.6%	H: 85.1%	-1.2%	H: 1,121,804	2.6%
							T: 5,151,091	-22%	T: 10.4%	T: 14.9%	7.7%	T: 74,321	-22.9%
							TC: 1,592,271	-29%	TC: 3.1%	TC: 4.5%	0.3%	TC: 17,174	-43.7%
							TG: 2,717,614	-22%	TG: 5.4%	TG: 10.0%	11.2%	TG: 36,942	-15.8%
							TL: 841,206	-1%	TL: 1.7%	TL: 0.4%	12.9%	TL: 20,205	-8.4%
10	50,705,796	60,573	3.07	2.3%	2,597,737	-41.9%	H: 46,506,117	6%	H: 91.7%	H: 85.3%	-1.0%	H: 1,153,585	5.5%
							T: 4,054,052	-38%	T: 8.3%	T: 14.6%	6.1%	T: 58,876	-38.9%
							TC: 995,398	-56%	TC: 2.0%	TC: 4.2%	-5.8%	TC: 8,452	-72.3%
							TG: 2,227,619	-36%	TG: 4.4%	TG: 10.0%	12.0%	TG: 31,947	-27.2%
							TL: 831,036	-2%	TL: 1.6%	TL: 0.4%	9.7%	TL: 18,477	-16.2%
15	50,705,796	61,239	3.11	3.4%	1,938,018	-56.7%	H: 47,320,414	8%	H: 93.3%	H: 87.0%	1.0%	H: 1,183,870	8.3%
							T: 3,238,813	-51%	T: 6.7%	T: 13.0%	-6.0%	T: 48,503	-49.7%
							TC: 510,096	-77%	TC: 1.0%	TC: 3.2%	-28.7%	TC: 3,917	-87.2%
							TG: 1,903,276	-45%	TG: 3.8%	TG: 9.3%	4.0%	TG: 27,822	-36.6%
							TL: 825,442	-3%	TL: 1.6%	TL: 0.5%	32.3%	TL: 16,764	-24.0%
20	50,705,796	61,819	3.13	4.4%	1,511,059	-66.2%	H: 47,924,994	9%	H: 94.5%	H: 87.6%	1.7%	H: 1,210,557	10.7%
							T: 2,633,300	-60%	T: 5.5%	T: 12.4%	-10.5%	T: 41,153	-57.3%
							TC: 240,629	-89%	TC: 0.5%	TC: 2.5%	-43.4%	TC: 7,772	-94.2%
							TG: 1,576,709	-55%	TG: 3.1%	TG: 9.4%	4.8%	TG: 24,441	-44.3%
							TL: 815,963	-4%	TL: 1.6%	TL: 0.4%	19.4%	TL: 14,940	-32.3%
25	50,705,796	62,362	3.16	4.4%	1,244,573	-72.2%	H: 48,378,127	10%	H: 95.4%	H: 88.6%	2.8%	H: 1,235,675	13.0%
							T: 2,178,635	-67%	T: 4.6%	T: 11.4%	-17.7%	T: 35,949	-62.7%
							TC: 128,434	-94%	TC: 0.3%	TC: 2.0%	-56.1%	TC: 863	-97.2%
							TG: 1,243,101	-64%	TG: 2.5%	TG: 8.8%	-1.4%	TG: 22,004	-49.8%
							TL: 807,100	-5%	TL: 1.6%	TL: 0.6%	58.1%	TL: 13,082	-40.7%
30	50,705,796	62,839	3.19	6.1%	1,051,856	-76.5%	H: 48,739,580	11%	H: 96.1%	H: 90.0%	4.4%	H: 1,257,924	15.1%
							T: 1,816,672	-72%	T: 3.9%	T: 10.0%	-27.7%	T: 31,955	-66.9%
							TC: 80,900	-96%	TC: 0.2%	TC: 1.6%	-64.5%	TC: 418	-98.6%
							TG: 951,335	-73%	TG: 1.9%	TG: 7.5%	-15.7%	TG: 20,393	-53.5%
							TL: 784,438	-8%	TL: 1.5%	TL: 0.8%	135.5%	TL: 11,145	-49.5%
35	50,705,796	63,277	3.21	4.4%	933,351	-79.1%	H: 48,910,304	11%	H: 96.5%	H: 89.6%	3.9%	H: 1,278,424	16.9%
							T: 1,645,784	-75%	T: 3.5%	T: 10.4%	-24.6%	T: 28,713	-70.2%
							TC: 33,487	-99%	TC: 0.1%	TC: 1.1%	-76.4%	TC: 223	-99.3%
							TG: 888,876	-74%	TG: 1.8%	TG: 7.9%	-11.2%	TG: 19,197	-56.2%
							TL: 723,421	-15%	TL: 1.4%	TL: 1.4%	293.5%	TL: 9,293	-57.9%
40	50,705,796	63,712	3.23	7.6%	824,536	-81.6%	H: 49,103,557	12%	H: 96.8%	H: 89.7%	4.1%	H: 1,298,892	18.8%
							T: 1,452,258	-78%	T: 3.2%	T: 10.3%	-25.7%	T: 26,094	-72.9%
							TC: 21,910	-99%	TC: 0.0%	TC: 0.9%	-78.9%	TC: 125	-99.6%
							TG: 774,991	-78%	TG: 1.5%	TG: 8.0%	-10.3%	TG: 18,273	-58.3%
							TL: 655,356	-23%	TL: 1.3%	TL: 1.3%	261.3%	TL: 7,696	-65.1%
45	50,705,796	64,135	3.25	4.4%	734,366	-83.6%	H: 49,251,185	12%	H: 97.1%	H: 89.9%	4.4%	H: 1,318,813	20.6%
							T: 1,304,574	-80%	T: 2.9%	T: 10.0%	-27.3%	T: 25,032	-74.0%
							TC: 11,213	-99%	TC: 0.0%	TC: 0.6%	-87.1%	TC: 75	-99.8%
							TG: 689,044	-80%	TG: 1.4%	TG: 7.9%	-11.2%	TG: 18,752	-57.2%
							TL: 604,317	-29%	TL: 1.2%	TL: 1.5%	325.8%	TL: 6,205	-71.9%
50	50,705,796	64,522	3.27	9.0%	642,167	-85.6%	H: 49,420,679	12%	H: 97.5%	H: 90.9%	5.5%	H: 1,337,096	22.3%
							T: 1,134,597	-83%	T: 2.5%	T: 9.1%	-34.2%	T: 22,438	-76.7%
							TC: 9,212	-100%	TC: 0.0%	TC: 0.5%	-88.8%	TC: 51	-99.8%
							TG: 639,003	-82%	TG: 1.3%	TG: 7.2%	-19.4%	TG: 17,413	-60.3%
							TL: 486,382	-43%	TL: 1.0%	TL: 1.4%	283.9%	TL: 4,974	-77.4%

Datos año 2008													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	51,125,033	67,171	3.43		2,851,705		H: 47,254,994		H: 92.4%	H: 89.9%		H: 1,499,096	
							T: 3,668,429		T: 7.2%	T: 10.0%		T: 84,246	
							TC: 1,686,046		TC: 3.3%	TC: 4.6%		TC: 27,653	
							TG: 1,707,722		TG: 3.3%	TG: 5.3%		TG: 48,367	
							TL: 274,661		TL: 0.5%	TL: 0.1%		TL: 8,225	
5	51,125,033	67,808	3.47	0.9%	2,214,126	-22.4%	H: 47,959,302	1%	H: 93.8%	H: 88.2%	-1.9%	H: 1,528,620	2.0%
							T: 2,963,825	-19%	T: 6.2%	T: 11.7%	16.9%	T: 71,270	-15.4%
							TC: 1,163,110	-31%	TC: 2.3%	TC: 5.7%	23.8%	TC: 17,711	-36.0%
							TG: 1,528,544	-10%	TG: 3.0%	TG: 5.8%	10.1%	TG: 45,875	-5.2%
							TL: 272,170	-1%	TL: 0.5%	TL: 0.1%	0.0%	TL: 7,683	-6.6%
10	51,125,033	68,483	3.50	2.0%	1,731,735	-39.3%	H: 48,444,822	3%	H: 94.8%	H: 89.0%	-1.0%	H: 1,555,951	3.8%
							T: 2,478,305	-32%	T: 5.2%	T: 10.9%	8.9%	T: 66,429	-21.1%
							TC: 739,816	-56%	TC: 1.4%	TC: 4.8%	2.7%	TC: 13,744	-50.3%
							TG: 1,467,457	-14%	TG: 2.9%	TG: 6.0%	13.5%	TG: 45,395	-6.1%
							TL: 271,032	-1%	TL: 0.5%	TL: 0.1%	0.0%	TL: 7,289	-11.4%
15	51,125,033	69,109	3.53	2.9%	1,409,968	-50.6%	H: 48,843,674	3%	H: 95.5%	H: 89.6%	-0.3%	H: 1,583,076	5.6%
							T: 2,079,453	-43%	T: 4.5%	T: 10.3%	2.6%	T: 61,008	-27.6%
							TC: 503,657	-70%	TC: 1.0%	TC: 4.5%	-3.7%	TC: 10,162	-63.3%
							TG: 1,304,800	-24%	TG: 2.6%	TG: 5.7%	7.1%	TG: 44,028	-9.0%
							TL: 270,995	-1%	TL: 0.5%	TL: 0.1%	0.0%	TL: 6,818	-17.1%
20	51,125,033	69,694	3.56	3.8%	1,135,774	-60.2%	H: 49,225,624	4%	H: 96.3%	H: 90.8%	1.0%	H: 1,617,579	7.9%
							T: 1,697,503	-54%	T: 3.7%	T: 9.1%	-9.1%	T: 51,019	-39.4%
							TC: 333,509	-80%	TC: 0.7%	TC: 3.4%	-26.8%	TC: 4,576	-83.5%
							TG: 1,094,902	-36%	TG: 2.1%	TG: 5.5%	4.3%	TG: 40,395	-16.5%
							TL: 269,092	-2%	TL: 0.5%	TL: 0.2%	0.0%	TL: 6,048	-26.5%
25	51,125,033	70,191	3.59	3.8%	970,422	-66.0%	H: 49,431,055	5%	H: 96.7%	H: 91.6%	1.9%	H: 1,641,312	9.5%
							T: 1,492,031	-59%	T: 3.3%	T: 8.4%	-16.6%	T: 47,524	-43.6%
							TC: 216,498	-87%	TC: 0.4%	TC: 2.9%	-36.6%	TC: 2,911	-89.5%
							TG: 1,010,909	-41%	TG: 2.0%	TG: 5.2%	-2.1%	TG: 39,150	-19.1%
							TL: 264,624	-4%	TL: 0.5%	TL: 0.2%	0.0%	TL: 5,463	-33.6%
30	51,125,033	70,627	3.61	5.1%	841,517	-70.5%	H: 49,599,537	5%	H: 97.0%	H: 92.7%	3.2%	H: 1,662,190	10.9%
							T: 1,323,549	-64%	T: 3.0%	T: 7.2%	-28.4%	T: 44,874	-46.7%
							TC: 130,581	-92%	TC: 0.3%	TC: 2.1%	-54.8%	TC: 1,903	-93.1%
							TG: 932,049	-45%	TG: 1.8%	TG: 4.8%	-8.6%	TG: 38,105	-21.2%
							TL: 260,919	-5%	TL: 0.5%	TL: 0.2%	0.0%	TL: 4,865	-40.8%
35	51,125,033	71,010	3.63	3.8%	746,395	-73.8%	H: 49,723,814	5%	H: 97.3%	H: 92.9%	3.4%	H: 1,680,649	12.1%
							T: 1,199,211	-67%	T: 2.7%	T: 7.0%	-30.1%	T: 42,790	-49.2%
							TC: 68,123	-96%	TC: 0.1%	TC: 1.7%	-64.4%	TC: 1,362	-95.1%
							TG: 881,865	-48%	TG: 1.7%	TG: 5.0%	-4.9%	TG: 37,160	-23.2%
							TL: 249,223	-9%	TL: 0.5%	TL: 0.3%	0.0%	TL: 4,268	-48.1%
40	51,125,033	71,366	3.65	6.2%	685,730	-76.0%	H: 49,820,856	5%	H: 97.4%	H: 93.3%	3.7%	H: 1,697,553	13.2%
							T: 1,102,169	-70%	T: 2.6%	T: 6.7%	-33.5%	T: 41,097	-51.2%
							TC: 46,020	-97%	TC: 0.1%	TC: 1.3%	-72.5%	TC: 1,073	-96.1%
							TG: 830,578	-51%	TG: 1.6%	TG: 4.9%	-7.5%	TG: 36,314	-24.9%
							TL: 225,571	-18%	TL: 0.4%	TL: 0.5%	0.0%	TL: 3,710	-54.9%
45	51,125,033	71,695	3.67	3.8%	640,520	-77.5%	H: 49,892,385	6%	H: 97.6%	H: 93.3%	3.8%	H: 1,713,717	14.3%
							T: 1,030,640	-72%	T: 2.4%	T: 6.6%	-34.1%	T: 39,650	-52.9%
							TC: 33,869	-98%	TC: 0.1%	TC: 0.9%	-79.6%	TC: 875	-96.8%
							TG: 801,619	-53%	TG: 1.6%	TG: 4.9%	-7.7%	TG: 35,563	-26.5%
							TL: 195,153	-29%	TL: 0.4%	TL: 0.8%	0.0%	TL: 3,213	-60.9%
50	51,125,033	72,018	3.68	7.2%	602,640	-78.9%	H: 49,949,774	6%	H: 97.7%	H: 93.3%	3.7%	H: 1,729,370	15.4%
							T: 973,252	-73%	T: 2.3%	T: 6.7%	-33.5%	T: 38,867	-53.9%
							TC: 22,399	-99%	TC: 0.0%	TC: 0.8%	-81.8%	TC: 1,140	-95.9%
							TG: 779,335	-54%	TG: 1.5%	TG: 5.0%	-5.8%	TG: 34,936	-27.8%
							TL: 171,519	-38%	TL: 0.3%	TL: 0.8%	0.0%	TL: 2,791	-66.1%

2009

Datos año 2009													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio de bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	53,440,884	106,729	5.70		8,932,060		H: 40,575,978		H: 75.9%	H: 83.2%		H: 1,930,695	
							T: 12,706,246		T: 23.8%	T: 16.8%		T: 519,911	
							TC: 4,294,480		TC: 8.0%	TC: 5.6%		TC: 162,478	
							TG: 5,981,291		TG: 11.2%	TG: 9.2%		TG: 254,159	
							TL: 2,430,475		TL: 4.5%	TL: 2.1%		TL: 103,274	
5	53,440,884	107,643	5.75	0.9%	7,685,180	-14.0%	H: 41,626,560	3%	H: 77.9%	H: 80.8%	-2.9%	H: 1,967,376	1.9%
							T: 11,393,659	-10%	T: 22.1%	T: 19.2%	14.3%	T: 468,921	-9.8%
							TC: 3,390,445	-21%	TC: 6.3%	TC: 6.5%	17.4%	TC: 130,418	-19.7%
							TG: 5,628,846	-6%	TG: 10.5%	TG: 10.3%	12.0%	TG: 241,404	-5.0%
							TL: 2,374,368	-2%	TL: 4.4%	TL: 2.4%	16.5%	TL: 97,099	-6.0%
10	53,440,884	108,633	5.81	1.8%	6,997,467	-21.7%	H: 42,372,811	4%	H: 79.3%	H: 80.8%	-2.8%	H: 2,007,672	4.0%
							T: 10,644,869	-16%	T: 20.7%	T: 19.1%	13.8%	T: 429,147	-17.5%
							TC: 2,866,263	-33%	TC: 5.4%	TC: 6.7%	19.7%	TC: 107,701	-33.7%
							TG: 5,449,982	-9%	TG: 10.2%	TG: 9.9%	7.6%	TG: 230,041	-9.5%
							TL: 2,328,624	-4%	TL: 4.4%	TL: 2.6%	25.8%	TL: 91,405	-11.5%
15	53,440,884	109,644	5.86	2.7%	6,313,483	-29.3%	H: 43,162,233	6%	H: 80.8%	H: 80.7%	-3.0%	H: 2,048,811	6.1%
							T: 9,861,412	-22%	T: 19.2%	T: 19.3%	14.9%	T: 395,169	-24.0%
							TC: 2,358,165	-45%	TC: 4.4%	TC: 6.7%	19.5%	TC: 89,286	-45.0%
							TG: 5,214,963	-13%	TG: 9.8%	TG: 10.2%	11.6%	TG: 219,670	-13.6%
							TL: 2,288,284	-6%	TL: 4.3%	TL: 2.4%	17.0%	TL: 86,214	-16.5%
20	53,440,884	110,726	5.92	3.7%	5,808,743	-35.0%	H: 43,764,080	8%	H: 81.9%	H: 79.6%	-4.3%	H: 2,093,057	8.4%
							T: 9,270,345	-27%	T: 18.1%	T: 20.4%	21.4%	T: 366,893	-29.4%
							TC: 1,998,983	-53%	TC: 3.7%	TC: 6.5%	16.6%	TC: 74,587	-54.1%
							TG: 5,040,682	-16%	TG: 9.4%	TG: 11.4%	24.0%	TG: 210,751	-17.1%
							TL: 2,230,680	-8%	TL: 4.2%	TL: 2.5%	22.5%	TL: 81,555	-21.0%
25	53,440,884	111,806	5.97	3.7%	5,326,613	-40.4%	H: 44,381,993	9%	H: 83.0%	H: 79.2%	-4.8%	H: 2,137,724	10.7%
							T: 8,658,682	-32%	T: 17.0%	T: 20.8%	24.0%	T: 342,086	-34.2%
							TC: 1,698,970	-60%	TC: 3.2%	TC: 6.1%	9.6%	TC: 62,316	-61.6%
							TG: 4,805,596	-20%	TG: 9.0%	TG: 11.7%	27.9%	TG: 202,647	-20.3%
							TL: 2,154,116	-11%	TL: 4.0%	TL: 3.0%	45.1%	TL: 77,122	-25.3%
30	53,440,884	112,856	6.03	5.7%	4,875,470	-45.4%	H: 44,956,898	11%	H: 84.1%	H: 79.9%	-3.9%	H: 2,181,139	13.0%
							T: 8,080,080	-36%	T: 15.9%	T: 20.1%	19.5%	T: 320,875	-38.3%
							TC: 1,423,081	-67%	TC: 2.7%	TC: 5.1%	-7.8%	TC: 52,356	-67.8%
							TG: 4,606,091	-23%	TG: 8.6%	TG: 11.6%	26.5%	TG: 195,564	-23.1%
							TL: 2,050,908	-16%	TL: 3.8%	TL: 3.4%	61.5%	TL: 72,955	-29.4%
35	53,440,884	113,869	6.09	3.7%	4,583,527	-48.7%	H: 45,363,368	12%	H: 84.9%	H: 79.4%	-4.5%	H: 2,223,091	15.1%
							T: 7,675,492	-40%	T: 15.1%	T: 20.6%	22.4%	T: 302,063	-41.9%
							TC: 1,272,156	-70%	TC: 2.4%	TC: 4.9%	-11.7%	TC: 43,878	-73.0%
							TG: 4,416,235	-26%	TG: 8.3%	TG: 11.9%	30.1%	TG: 189,099	-25.6%
							TL: 1,987,101	-18%	TL: 3.7%	TL: 3.7%	79.7%	TL: 69,086	-33.1%
40	53,440,884	114,849	6.14	7.6%	4,279,985	-52.1%	H: 45,804,017	13%	H: 85.7%	H: 80.1%	-3.7%	H: 2,263,802	17.3%
							T: 7,237,437	-43%	T: 14.3%	T: 19.9%	18.4%	T: 285,189	-45.1%
							TC: 1,121,377	-74%	TC: 2.1%	TC: 4.4%	-20.5%	TC: 36,683	-77.4%
							TG: 4,214,271	-30%	TG: 7.9%	TG: 11.8%	28.4%	TG: 183,077	-28.0%
							TL: 1,901,789	-22%	TL: 3.6%	TL: 3.7%	78.6%	TL: 65,429	-36.6%
45	53,440,884	115,793	6.19	3.7%	4,008,550	-55.1%	H: 46,208,233	14%	H: 86.5%	H: 80.2%	-3.5%	H: 2,303,180	19.3%
							T: 6,834,406	-46%	T: 13.5%	T: 19.8%	17.6%	T: 270,102	-48.0%
							TC: 1,008,532	-77%	TC: 1.9%	TC: 4.3%	-22.3%	TC: 30,500	-81.2%
							TG: 4,019,596	-33%	TG: 7.5%	TG: 11.1%	21.5%	TG: 177,530	-30.2%
							TL: 1,806,278	-26%	TL: 3.4%	TL: 4.3%	107.1%	TL: 62,072	-39.9%
50	53,440,884	116,704	6.24	9.3%	3,745,734	-58.1%	H: 46,561,601	15%	H: 87.1%	H: 80.4%	-3.4%	H: 2,341,408	21.3%
							T: 6,482,959	-49%	T: 12.9%	T: 19.6%	16.8%	T: 256,516	-50.7%
							TC: 858,644	-80%	TC: 1.6%	TC: 3.9%	-30.5%	TC: 25,296	-84.4%
							TG: 3,877,497	-35%	TG: 7.3%	TG: 11.4%	23.9%	TG: 172,393	-32.2%
							TL: 1,746,818	-28%	TL: 3.3%	TL: 4.4%	112.1%	TL: 58,827	-43.0%

Datos año 2010													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio de bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	53,101,601	98,899	5.25		8,401,462		H: 41,412,336		H: 78.0%	H: 85.0%		H: 1,504,984	
							T: 11,578,036		T: 21.8%	T: 15.0%		T: 424,542	
							TC: 4,165,789		TC: 7.8%	TC: 3.5%		TC: 164,124	
							TG: 5,175,101		TG: 9.7%	TG: 8.2%		TG: 190,126	
							TL: 2,237,146		TL: 4.2%	TL: 3.3%		TL: 70,292	
5	53,101,601	99,659	5.29	0.8%	7,650,346	-8.9%	H: 42,305,182	2%	H: 79.7%	H: 82.4%	-3.0%	H: 1,536,124	2.1%
							T: 10,675,159	-8%	T: 20.3%	T: 17.6%	17.3%	T: 379,870	-10.5%
							TC: 3,650,326	-12%	TC: 6.9%	TC: 4.8%	38.8%	TC: 135,925	-17.2%
							TG: 4,887,203	-6%	TG: 9.2%	TG: 9.2%	13.0%	TG: 178,689	-6.0%
							TL: 2,137,631	-4%	TL: 4.0%	TL: 3.5%	5.5%	TL: 65,256	-7.2%
10	53,101,601	100,530	5.34	1.6%	6,950,951	-17.3%	H: 43,140,360	4%	H: 81.2%	H: 80.9%	-4.8%	H: 1,572,443	4.5%
							T: 9,832,931	-15%	T: 18.8%	T: 19.1%	27.5%	T: 340,763	-19.7%
							TC: 3,209,978	-23%	TC: 6.0%	TC: 5.3%	51.3%	TC: 111,447	-32.1%
							TG: 4,645,641	-10%	TG: 8.7%	TG: 10.1%	23.0%	TG: 168,532	-11.4%
							TL: 1,977,312	-12%	TL: 3.7%	TL: 3.8%	14.0%	TL: 60,785	-13.5%
15	53,101,601	101,511	5.39	2.6%	6,237,152	-25.8%	H: 43,965,139	6%	H: 82.8%	H: 79.1%	-6.9%	H: 1,613,513	7.2%
							T: 9,003,834	-22%	T: 17.2%	T: 20.9%	39.3%	T: 308,056	-27.4%
							TC: 2,746,798	-34%	TC: 5.2%	TC: 6.6%	89.1%	TC: 91,070	-44.5%
							TG: 4,359,065	-16%	TG: 8.2%	TG: 10.8%	32.2%	TG: 159,879	-15.9%
							TL: 1,897,971	-15%	TL: 3.6%	TL: 3.5%	5.1%	TL: 57,107	-18.8%
20	53,101,601	102,601	5.45	3.7%	5,587,050	-33.5%	H: 44,774,606	8%	H: 84.3%	H: 78.0%	-8.2%	H: 1,659,375	10.3%
							T: 8,186,841	-29%	T: 15.7%	T: 22.0%	46.8%	T: 281,405	-33.7%
							TC: 2,330,817	-44%	TC: 4.4%	TC: 7.0%	103.0%	TC: 74,534	-54.6%
							TG: 4,031,211	-22%	TG: 7.6%	TG: 11.2%	37.1%	TG: 152,877	-19.6%
							TL: 1,824,814	-18%	TL: 3.4%	TL: 3.8%	12.3%	TL: 53,994	-23.2%
25	53,101,601	103,760	5.51	3.7%	5,084,283	-39.5%	H: 45,310,803	9%	H: 85.3%	H: 76.3%	-10.2%	H: 1,708,385	13.5%
							T: 7,632,042	-34%	T: 14.7%	T: 23.7%	58.1%	T: 259,392	-38.9%
							TC: 2,002,931	-52%	TC: 3.8%	TC: 7.1%	104.6%	TC: 60,846	-62.9%
							TG: 3,859,708	-25%	TG: 7.3%	TG: 12.4%	51.7%	TG: 147,164	-22.6%
							TL: 1,769,403	-21%	TL: 3.3%	TL: 4.2%	25.3%	TL: 51,382	-26.9%
30	53,101,601	104,953	5.57	6.1%	4,662,098	-44.5%	H: 45,763,395	11%	H: 86.2%	H: 75.6%	-11.0%	H: 1,758,916	16.9%
							T: 7,169,167	-38%	T: 13.8%	T: 24.4%	62.5%	T: 240,953	-43.2%
							TC: 1,716,792	-59%	TC: 3.2%	TC: 7.1%	104.6%	TC: 49,595	-69.8%
							TG: 3,725,557	-28%	TG: 7.0%	TG: 13.2%	60.9%	TG: 142,288	-25.2%
							TL: 1,726,819	-23%	TL: 3.3%	TL: 4.1%	22.5%	TL: 49,070	-30.2%
35	53,101,601	106,168	5.64	3.7%	4,276,500	-49.1%	H: 46,231,131	12%	H: 87.1%	H: 75.6%	-11.0%	H: 1,810,607	20.3%
							T: 6,687,046	-42%	T: 12.9%	T: 24.4%	62.8%	T: 225,341	-46.9%
							TC: 1,481,519	-64%	TC: 2.8%	TC: 7.3%	109.2%	TC: 40,305	-75.4%
							TG: 3,530,368	-32%	TG: 6.6%	TG: 12.7%	55.1%	TG: 138,032	-27.4%
							TL: 1,675,159	-25%	TL: 3.2%	TL: 4.5%	33.4%	TL: 47,004	-33.1%
40	53,101,601	107,367	5.70	8.6%	3,910,718	-53.5%	H: 46,640,049	13%	H: 87.8%	H: 75.2%	-11.5%	H: 1,861,583	23.7%
							T: 6,266,011	-46%	T: 12.2%	T: 24.8%	65.3%	T: 210,506	-50.4%
							TC: 1,231,016	-70%	TC: 2.3%	TC: 6.3%	81.3%	TC: 30,996	-81.1%
							TG: 3,404,981	-34%	TG: 6.4%	TG: 13.7%	67.6%	TG: 134,338	-29.3%
							TL: 1,630,014	-27%	TL: 3.1%	TL: 4.8%	43.0%	TL: 45,172	-35.7%
45	53,101,601	108,521	5.76	3.7%	3,628,378	-56.8%	H: 46,938,948	13%	H: 88.4%	H: 75.5%	-11.1%	H: 1,910,642	27.0%
							T: 5,949,587	-49%	T: 11.6%	T: 24.5%	63.0%	T: 200,835	-52.7%
							TC: 1,037,507	-75%	TC: 2.0%	TC: 5.9%	68.8%	TC: 26,761	-83.7%
							TG: 3,315,245	-36%	TG: 6.2%	TG: 13.8%	68.3%	TG: 130,656	-31.3%
							TL: 1,596,834	-29%	TL: 3.0%	TL: 4.8%	44.0%	TL: 43,418	-38.2%
50	53,101,601	109,639	5.82	10.9%	3,385,403	-59.7%	H: 47,207,007	14%	H: 88.9%	H: 76.1%	-10.5%	H: 1,958,512	30.1%
							T: 5,661,383	-51%	T: 11.1%	T: 23.9%	59.7%	T: 191,051	-55.0%
							TC: 883,927	-79%	TC: 1.7%	TC: 4.8%	37.5%	TC: 21,875	-86.7%
							TG: 3,227,743	-38%	TG: 6.1%	TG: 13.9%	69.5%	TG: 127,378	-33.0%
							TL: 1,549,712	-31%	TL: 2.9%	TL: 5.3%	58.7%	TL: 41,798	-40.5%

Datos año 2011													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	54,431,106	63,517	3.46		1,602,098		H: 52,285,464		H: 96.1%	H: 92.0%		H: 1,449,669	
							T: 2,058,172		T: 3.8%	T: 7.9%		T: 74,621	
							TC: 707,456		TC: 1.3%	TC: 3.2%		TC: 27,441	
							TG: 875,106		TG: 1.6%	TG: 2.5%		TG: 34,116	
							TL: 475,610		TL: 0.9%	TL: 2.2%		TL: 13,064	
5	54,431,106	64,041	3.49	0.8%	1,479,536	-7.7%	H: 52,432,364	0%	H: 96.3%	H: 91.6%	-0.5%	H: 1,476,642	1.9%
							T: 1,910,578	-7%	T: 3.7%	T: 8.4%	5.5%	T: 67,994	-8.9%
							TC: 633,988	-10%	TC: 1.2%	TC: 3.3%	4.3%	TC: 22,600	-17.6%
							TG: 829,371	-5%	TG: 1.5%	TG: 2.8%	9.9%	TG: 33,312	-2.4%
							TL: 447,219	-6%	TL: 0.8%	TL: 2.3%	0.0%	TL: 12,082	-7.5%
10	54,431,106	64,570	3.51	1.7%	1,401,081	-12.5%	H: 52,542,188	0%	H: 96.5%	H: 91.3%	-0.8%	H: 1,503,836	3.7%
							T: 1,801,246	-12%	T: 3.5%	T: 8.7%	9.8%	T: 62,001	-16.9%
							TC: 597,938	-15%	TC: 1.1%	TC: 3.1%	-2.5%	TC: 18,159	-33.8%
							TG: 774,268	-12%	TG: 1.4%	TG: 3.0%	17.0%	TG: 32,696	-4.2%
							TL: 429,040	-10%	TL: 0.8%	TL: 2.6%	0.0%	TL: 11,146	-14.7%
15	54,431,106	65,065	3.54	2.4%	1,311,148	-18.2%	H: 52,664,273	1%	H: 96.8%	H: 91.6%	-0.5%	H: 1,529,303	5.5%
							T: 1,679,105	-18%	T: 3.2%	T: 8.4%	6.2%	T: 56,535	-24.2%
							TC: 561,526	-21%	TC: 1.0%	TC: 2.5%	-19.6%	TC: 13,984	-49.0%
							TG: 720,776	-18%	TG: 1.3%	TG: 3.6%	39.9%	TG: 32,294	-5.3%
							TL: 396,803	-17%	TL: 0.7%	TL: 2.3%	0.0%	TL: 10,257	-21.5%
20	54,431,106	65,536	3.57	3.2%	1,191,493	-25.6%	H: 52,798,146	1%	H: 97.0%	H: 91.8%	-0.2%	H: 1,553,546	7.2%
							T: 1,545,231	-25%	T: 3.0%	T: 8.2%	3.2%	T: 51,759	-30.6%
							TC: 494,224	-30%	TC: 0.9%	TC: 2.1%	-33.3%	TC: 10,252	-62.6%
							TG: 676,216	-23%	TG: 1.2%	TG: 3.8%	48.9%	TG: 32,093	-5.9%
							TL: 374,791	-21%	TL: 0.7%	TL: 2.3%	0.0%	TL: 9,414	-27.9%
25	54,431,106	65,973	3.59	3.2%	1,060,230	-33.8%	H: 52,935,258	1%	H: 97.3%	H: 92.0%	-0.1%	H: 1,576,077	8.7%
							T: 1,408,248	-32%	T: 2.7%	T: 8.0%	1.2%	T: 47,796	-35.9%
							TC: 405,450	-43%	TC: 0.7%	TC: 2.1%	-33.0%	TC: 7,208	-73.7%
							TG: 640,881	-27%	TG: 1.2%	TG: 3.5%	38.6%	TG: 31,998	-6.2%
							TL: 361,917	-24%	TL: 0.7%	TL: 2.4%	0.0%	TL: 8,589	-34.3%
30	54,431,106	66,404	3.61	4.5%	924,988	-42.3%	H: 53,078,713	2%	H: 97.5%	H: 92.1%	0.1%	H: 1,598,361	10.3%
							T: 1,264,778	-39%	T: 2.5%	T: 7.9%	-0.9%	T: 44,714	-40.1%
							TC: 302,010	-57%	TC: 0.6%	TC: 2.0%	-36.2%	TC: 4,927	-82.0%
							TG: 628,771	-28%	TG: 1.2%	TG: 3.4%	32.7%	TG: 31,961	-6.3%
							TL: 333,997	-30%	TL: 0.6%	TL: 2.5%	0.0%	TL: 7,825	-40.1%
35	54,431,106	66,816	3.64	3.2%	828,112	-48.3%	H: 53,179,651	2%	H: 97.7%	H: 92.3%	0.2%	H: 1,619,740	11.7%
							T: 1,163,770	-43%	T: 2.3%	T: 7.7%	-2.6%	T: 42,302	-43.3%
							TC: 222,269	-69%	TC: 0.4%	TC: 1.7%	-46.4%	TC: 3,268	-88.1%
							TG: 619,415	-29%	TG: 1.1%	TG: 3.5%	37.7%	TG: 31,937	-6.4%
							TL: 322,085	-32%	TL: 0.6%	TL: 2.5%	0.0%	TL: 7,097	-45.7%
40	54,431,106	67,201	3.66	5.8%	755,787	-52.8%	H: 53,253,960	2%	H: 97.8%	H: 92.2%	0.2%	H: 1,639,783	13.1%
							T: 1,089,429	-47%	T: 2.2%	T: 7.7%	-2.4%	T: 40,457	-45.8%
							TC: 165,958	-77%	TC: 0.3%	TC: 1.3%	-57.2%	TC: 2,124	-92.3%
							TG: 623,701	-29%	TG: 1.1%	TG: 3.7%	45.7%	TG: 31,926	-6.4%
							TL: 299,770	-37%	TL: 0.6%	TL: 2.7%	0.0%	TL: 6,407	-51.0%
45	54,431,106	67,587	3.68	3.2%	687,836	-57.1%	H: 53,331,770	2%	H: 98.0%	H: 92.2%	0.2%	H: 1,659,789	14.5%
							T: 1,011,620	-51%	T: 2.0%	T: 7.8%	-2.2%	T: 39,095	-47.6%
							TC: 114,117	-84%	TC: 0.2%	TC: 1.4%	-56.2%	TC: 1,341	-95.1%
							TG: 619,500	-29%	TG: 1.1%	TG: 3.7%	43.5%	TG: 31,936	-6.4%
							TL: 278,002	-42%	TL: 0.5%	TL: 2.7%	0.0%	TL: 5,818	-55.5%
50	54,431,106	67,969	3.70	7.0%	628,571	-60.8%	H: 53,407,377	2%	H: 98.1%	H: 92.5%	0.5%	H: 1,679,633	15.9%
							T: 936,013	-55%	T: 1.9%	T: 7.5%	-5.5%	T: 38,221	-48.8%
							TC: 73,625	-90%	TC: 0.1%	TC: 1.3%	-59.1%	TC: 926	-96.6%
							TG: 605,362	-31%	TG: 1.1%	TG: 3.4%	32.7%	TG: 31,960	-6.3%
							TL: 257,025	-46%	TL: 0.5%	TL: 2.8%	0.0%	TL: 5,335	-59.2%

Datos año 2012													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	56,192,891	96,731	5.44		4,568,778		H: 49,851,742		H: 88.7%	H: 87.6%		H: 1,842,453	
							T: 6,270,280		T: 11.2%	T: 12.4%		T: 253,970	
							TC: 2,295,707		TC: 4.1%	TC: 4.2%		TC: 103,801	
							TG: 2,764,364		TG: 4.9%	TG: 7.1%		TG: 90,785	
							TL: 1,210,208		TL: 2.2%	TL: 1.1%		TL: 59,383	
5	56,192,891	97,408	5.47	0.7%	4,150,581	-9.2%	H: 50,466,529	1%	H: 89.8%	H: 86.8%	-0.9%	H: 1,874,426	1.7%
							T: 5,656,044	-10%	T: 10.2%	T: 13.2%	6.0%	T: 231,559	-8.8%
							TC: 2,077,891	-9%	TC: 3.7%	TC: 4.2%	-0.3%	TC: 88,243	-15.0%
							TG: 2,405,721	-13%	TG: 4.3%	TG: 7.7%	9.3%	TG: 86,311	-4.9%
							TL: 1,172,432	-3%	TL: 2.1%	TL: 1.2%	9.2%	TL: 57,006	-4.0%
10	56,192,891	98,100	5.51	1.4%	3,836,748	-16.0%	H: 50,902,176	2%	H: 90.6%	H: 86.1%	-1.7%	H: 1,907,283	3.5%
							T: 5,220,533	-17%	T: 9.4%	T: 13.9%	11.7%	T: 211,693	-16.6%
							TC: 1,891,018	-18%	TC: 3.4%	TC: 4.5%	6.2%	TC: 74,270	-28.4%
							TG: 2,180,887	-21%	TG: 3.9%	TG: 8.2%	15.8%	TG: 82,673	-8.9%
							TL: 1,148,628	-5%	TL: 2.0%	TL: 1.2%	7.1%	TL: 54,749	-7.8%
15	56,192,891	98,807	5.55	2.1%	3,554,155	-22.2%	H: 51,249,989	3%	H: 91.2%	H: 86.2%	-1.6%	H: 1,940,965	5.3%
							T: 4,874,384	-22%	T: 8.8%	T: 13.8%	11.0%	T: 194,096	-23.6%
							TC: 1,689,562	-26%	TC: 3.0%	TC: 4.0%	-4.3%	TC: 61,860	-40.4%
							TG: 2,055,050	-26%	TG: 3.7%	TG: 8.4%	18.0%	TG: 79,645	-12.3%
							TL: 1,129,771	-7%	TL: 2.0%	TL: 1.4%	24.5%	TL: 52,590	-11.4%
20	56,192,891	99,495	5.59	2.9%	3,248,105	-28.9%	H: 51,612,202	4%	H: 91.8%	H: 86.3%	-1.5%	H: 1,973,874	7.1%
							T: 4,512,171	-28%	T: 8.2%	T: 13.7%	10.4%	T: 178,352	-29.8%
							TC: 1,457,311	-37%	TC: 2.6%	TC: 3.9%	-7.0%	TC: 50,848	-51.0%
							TG: 1,953,955	-29%	TG: 3.5%	TG: 8.3%	17.8%	TG: 77,018	-15.2%
							TL: 1,100,905	-9%	TL: 2.0%	TL: 1.4%	29.6%	TL: 50,486	-15.0%
25	56,192,891	100,185	5.63	2.9%	3,001,636	-34.3%	H: 51,896,856	4%	H: 92.4%	H: 86.2%	-1.5%	H: 2,006,913	8.9%
							T: 4,227,517	-33%	T: 7.6%	T: 13.8%	10.7%	T: 164,676	-35.2%
							TC: 1,266,371	-45%	TC: 2.3%	TC: 3.6%	-14.6%	TC: 41,439	-60.1%
							TG: 1,882,761	-32%	TG: 3.4%	TG: 8.7%	22.2%	TG: 74,735	-17.7%
							TL: 1,078,385	-11%	TL: 1.9%	TL: 1.5%	33.7%	TL: 48,501	-18.3%
30	56,192,891	100,857	5.67	4.3%	2,741,865	-40.0%	H: 52,225,081	5%	H: 92.9%	H: 86.7%	-1.0%	H: 2,039,158	10.7%
							T: 3,899,291	-38%	T: 7.1%	T: 13.3%	7.1%	T: 152,658	-39.9%
							TC: 1,084,559	-53%	TC: 1.9%	TC: 3.2%	-23.2%	TC: 33,328	-67.9%
							TG: 1,753,495	-37%	TG: 3.1%	TG: 8.5%	20.4%	TG: 72,804	-19.8%
							TL: 1,061,237	-12%	TL: 1.9%	TL: 1.5%	37.8%	TL: 46,527	-21.6%
35	56,192,891	101,494	5.70	2.9%	2,517,404	-44.9%	H: 52,492,381	5%	H: 93.4%	H: 86.9%	-0.8%	H: 2,069,910	12.3%
							T: 3,631,991	-42%	T: 6.6%	T: 13.1%	5.6%	T: 141,997	-44.1%
							TC: 933,899	-59%	TC: 1.7%	TC: 3.1%	-26.1%	TC: 26,318	-74.6%
							TG: 1,650,362	-40%	TG: 2.9%	TG: 8.3%	16.6%	TG: 71,100	-21.7%
							TL: 1,047,730	-13%	TL: 1.9%	TL: 1.7%	56.1%	TL: 44,579	-24.9%
40	56,192,891	102,132	5.74	5.6%	2,286,874	-49.9%	H: 52,758,744	6%	H: 93.9%	H: 86.6%	-1.2%	H: 2,100,886	14.0%
							T: 3,365,628	-46%	T: 6.1%	T: 13.4%	8.2%	T: 132,831	-47.7%
							TC: 771,800	-66%	TC: 1.4%	TC: 3.3%	-20.8%	TC: 20,443	-80.3%
							TG: 1,560,180	-44%	TG: 2.8%	TG: 8.1%	14.0%	TG: 69,689	-23.2%
							TL: 1,033,648	-15%	TL: 1.8%	TL: 2.0%	80.6%	TL: 42,699	-28.1%
45	56,192,891	102,770	5.77	2.9%	2,091,829	-54.2%	H: 52,998,874	6%	H: 94.3%	H: 87.2%	-0.4%	H: 2,131,874	15.7%
							T: 3,125,499	-50%	T: 5.7%	T: 12.8%	3.0%	T: 125,229	-50.7%
							TC: 644,405	-72%	TC: 1.1%	TC: 3.1%	-27.5%	TC: 15,721	-84.9%
							TG: 1,463,827	-47%	TG: 2.6%	TG: 8.0%	12.5%	TG: 68,620	-24.4%
							TL: 1,017,267	-16%	TL: 1.8%	TL: 1.8%	58.2%	TL: 40,889	-31.1%
50	56,192,891	103,382	5.81	6.9%	1,918,140	-58.0%	H: 53,199,523	7%	H: 94.7%	H: 87.5%	-0.1%	H: 2,161,557	17.3%
							T: 2,924,850	-53%	T: 5.3%	T: 12.5%	0.5%	T: 118,866	-53.2%
							TC: 521,128	-77%	TC: 0.9%	TC: 3.1%	-26.4%	TC: 11,938	-88.5%
							TG: 1,411,531	-49%	TG: 2.5%	TG: 7.6%	6.9%	TG: 67,772	-25.3%
							TL: 992,191	-18%	TL: 1.8%	TL: 1.8%	62.2%	TL: 39,155	-34.1%

Datos año 2013													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	58,639,694	152,621	8.95		10,362,744		H: 44,586,224		H: 76.0%	H: 75.5%		H: 3,301,650	
							T: 13,954,946		T: 23.8%	T: 24.5%		T: 807,730	
							TC: 5,786,445		TC: 9.9%	TC: 7.4%		TC: 345,683	
							TG: 5,782,121		TG: 9.9%	TG: 15.5%		TG: 281,262	
							TL: 2,386,379		TL: 4.1%	TL: 1.6%		TL: 180,785	
5	58,639,694	153,927	9.03	0.9%	9,835,773	-5.1%	H: 45,324,656	2%	H: 77.3%	H: 72.7%	-3.7%	H: 3,363,667	1.9%
							T: 13,209,772	-5%	T: 22.7%	T: 27.3%	11.3%	T: 747,352	-7.5%
							TC: 5,461,542	-6%	TC: 9.3%	TC: 9.2%	24.9%	TC: 302,471	-12.5%
							TG: 5,389,489	-7%	TG: 9.2%	TG: 16.1%	4.0%	TG: 269,034	-4.3%
							TL: 2,358,741	-1%	TL: 4.0%	TL: 2.0%	0.0%	TL: 175,847	-2.7%
10	58,639,694	155,409	9.11	1.8%	9,305,066	-10.2%	H: 45,965,220	3%	H: 78.4%	H: 71.2%	-5.6%	H: 3,434,375	4.0%
							T: 12,572,569	-10%	T: 21.6%	T: 28.7%	17.2%	T: 693,249	-14.2%
							TC: 5,059,751	-13%	TC: 8.6%	TC: 9.8%	32.1%	TC: 263,439	-23.8%
							TG: 5,182,800	-10%	TG: 8.8%	TG: 16.8%	8.5%	TG: 258,517	-8.1%
							TL: 2,330,018	-2%	TL: 4.0%	TL: 2.2%	0.0%	TL: 171,294	-5.3%
15	58,639,694	156,973	9.20	2.9%	8,688,000	-16.2%	H: 46,700,989	5%	H: 79.6%	H: 70.1%	-7.1%	H: 3,509,002	6.3%
							T: 11,838,276	-15%	T: 20.4%	T: 29.9%	21.8%	T: 644,615	-20.2%
							TC: 4,042,680	-21%	TC: 7.8%	TC: 10.0%	35.1%	TC: 227,993	-34.0%
							TG: 4,941,117	-15%	TG: 8.4%	TG: 17.6%	13.3%	TG: 249,662	-11.2%
							TL: 2,305,802	-3%	TL: 3.9%	TL: 2.3%	0.0%	TL: 166,960	-7.6%
20	58,639,694	158,587	9.30	3.9%	7,989,585	-22.9%	H: 47,493,439	7%	H: 81.0%	H: 69.3%	-8.2%	H: 3,586,147	8.6%
							T: 11,047,802	-21%	T: 19.0%	T: 30.7%	25.2%	T: 601,579	-25.5%
							TC: 4,042,680	-30%	TC: 6.9%	TC: 10.2%	38.2%	TC: 196,493	-43.2%
							TG: 4,715,910	-18%	TG: 8.0%	TG: 18.0%	16.1%	TG: 242,296	-13.9%
							TL: 2,289,212	-4%	TL: 3.9%	TL: 2.5%	0.0%	TL: 162,791	-10.0%
25	58,639,694	160,190	9.39	3.9%	7,343,799	-29.1%	H: 48,238,915	8%	H: 82.3%	H: 68.8%	-8.8%	H: 3,663,309	11.0%
							T: 10,304,647	-26%	T: 17.7%	T: 31.2%	27.1%	T: 563,300	-30.3%
							TC: 3,558,607	-39%	TC: 6.1%	TC: 9.6%	30.4%	TC: 168,925	-51.1%
							TG: 4,480,957	-23%	TG: 7.6%	TG: 19.0%	22.4%	TG: 235,681	-16.2%
							TL: 2,265,083	-5%	TL: 3.9%	TL: 2.6%	0.0%	TL: 158,694	-12.2%
30	58,639,694	161,855	9.49	6.1%	6,701,992	-35.3%	H: 48,950,108	10%	H: 83.5%	H: 68.5%	-9.2%	H: 3,743,871	13.4%
							T: 9,595,586	-31%	T: 16.5%	T: 31.5%	28.4%	T: 530,307	-34.3%
							TC: 3,070,023	-47%	TC: 5.2%	TC: 9.9%	34.5%	TC: 145,206	-58.0%
							TG: 4,282,706	-26%	TG: 7.3%	TG: 18.8%	21.5%	TG: 230,303	-18.1%
							TL: 2,242,856	-6%	TL: 3.8%	TL: 2.7%	0.0%	TL: 154,799	-14.4%
35	58,639,694	163,525	9.59	3.9%	6,120,154	-40.9%	H: 49,611,983	11%	H: 84.6%	H: 68.6%	-9.0%	H: 3,825,416	15.9%
							T: 8,936,666	-36%	T: 15.4%	T: 31.4%	27.9%	T: 501,615	-37.9%
							TC: 2,648,990	-54%	TC: 4.5%	TC: 9.3%	25.7%	TC: 125,031	-63.8%
							TG: 4,070,103	-30%	TG: 6.9%	TG: 19.4%	25.3%	TG: 225,598	-19.8%
							TL: 2,217,573	-7%	TL: 3.8%	TL: 2.7%	0.0%	TL: 150,986	-16.5%
40	58,639,694	165,173	9.69	8.2%	5,637,187	-45.6%	H: 50,179,045	13%	H: 85.6%	H: 68.6%	-9.1%	H: 3,906,361	18.3%
							T: 8,373,824	-40%	T: 14.4%	T: 31.4%	28.1%	T: 476,412	-41.0%
							TC: 2,319,190	-60%	TC: 4.0%	TC: 8.8%	19.2%	TC: 107,703	-68.8%
							TG: 3,856,386	-33%	TG: 6.6%	TG: 19.7%	27.3%	TG: 221,458	-21.3%
							TL: 2,198,248	-8%	TL: 3.7%	TL: 2.9%	0.0%	TL: 147,252	-18.5%
45	58,639,694	166,806	9.78	3.9%	5,170,696	-50.1%	H: 50,741,917	14%	H: 86.5%	H: 68.6%	-9.1%	H: 3,987,221	20.8%
							T: 7,820,111	-44%	T: 13.5%	T: 31.4%	28.1%	T: 454,238	-43.8%
							TC: 1,998,340	-65%	TC: 3.4%	TC: 8.4%	13.8%	TC: 92,768	-73.2%
							TG: 3,656,387	-37%	TG: 6.2%	TG: 20.2%	30.2%	TG: 217,883	-22.5%
							TL: 2,165,384	-9%	TL: 3.7%	TL: 2.8%	0.0%	TL: 143,586	-20.6%
50	58,639,694	168,403	9.88	10.3%	4,815,601	-53.5%	H: 51,123,878	15%	H: 87.2%	H: 69.3%	-8.2%	H: 4,066,694	23.2%
							T: 7,441,799	-47%	T: 12.8%	T: 30.7%	25.1%	T: 434,664	-46.2%
							TC: 1,730,727	-70%	TC: 3.0%	TC: 7.6%	3.6%	TC: 80,109	-76.8%
							TG: 3,563,403	-38%	TG: 6.1%	TG: 20.3%	31.2%	TG: 214,603	-23.7%
							TL: 2,147,669	-10%	TL: 3.7%	TL: 2.7%	0.0%	TL: 139,952	-22.6%

Datos año 2014																	
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio de bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh		Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %			
0	60,671,075	198,016	12.01		12,926,188		H:	42,550,902		H:	70.1%	H:	73.8%	H:	4,478,539		
							T:	17,862,997		T:	29.4%	T:	26.2%	T:	1,645,614		
							TC:	6,871,635		TC:	11.3%	TC:	5.4%	TC:	589,230		
							TG:	7,920,253		TG:	13.1%	TG:	18.5%	TG:	702,767		
							TL:	3,071,109		TL:	5.1%	TL:	2.3%	TL:	353,617		
5	60,671,075	199,336	12.09	0.7%	12,265,836	-5.1%	H:	43,322,893	2%	H:	71.4%	H:	71.9%	-2.5%	H:	4,538,588	1.3%
							T:	17,059,723	-4%	T:	28.6%	T:	28.0%	7.0%	T:	1,561,431	-5.1%
							TC:	6,413,596	-7%	TC:	10.6%	TC:	7.2%	33.1%	TC:	532,315	-9.7%
							TG:	7,602,694	-4%	TG:	12.5%	TG:	18.5%	0.1%	TG:	480,134	-2.8%
							TL:	3,043,432	-1%	TL:	5.0%	TL:	2.3%	1.0%	TL:	345,906	-2.2%
10	60,671,075	200,816	12.18	1.4%	11,614,506	-10.1%	H:	43,997,343	3%	H:	72.5%	H:	71.1%	-3.6%	H:	4,606,624	2.9%
							T:	16,352,687	-8%	T:	27.5%	T:	28.8%	10.0%	T:	1,484,529	-9.8%
							TC:	5,908,170	-14%	TC:	9.7%	TC:	8.7%	60.1%	TC:	480,134	-18.5%
							TG:	7,424,674	-6%	TG:	12.2%	TG:	17.8%	-3.5%	TG:	665,782	-5.3%
							TL:	3,019,844	-2%	TL:	5.0%	TL:	2.3%	0.5%	TL:	338,613	-4.2%
15	60,671,075	202,452	12.28	2.2%	10,891,014	-15.7%	H:	44,690,292	5%	H:	73.7%	H:	69.1%	-6.4%	H:	4,682,595	4.6%
							T:	15,608,134	-13%	T:	26.3%	T:	30.9%	17.9%	T:	1,415,192	-14.0%
							TC:	5,347,043	-22%	TC:	8.8%	TC:	10.1%	86.9%	TC:	433,193	-26.5%
							TG:	7,254,451	-8%	TG:	12.0%	TG:	18.5%	0.0%	TG:	650,276	-7.5%
							TL:	3,006,640	-2%	TL:	5.0%	TL:	2.3%	-0.5%	TL:	331,723	-6.2%
20	60,671,075	204,286	12.39	3.2%	10,046,778	-22.3%	H:	45,479,123	7%	H:	75.0%	H:	67.0%	-9.2%	H:	4,768,715	6.5%
							T:	14,753,606	-17%	T:	25.0%	T:	33.0%	25.9%	T:	1,354,522	-17.7%
							TC:	4,704,564	-32%	TC:	7.8%	TC:	10.8%	99.6%	TC:	392,306	-33.4%
							TG:	7,067,052	-11%	TG:	11.6%	TG:	19.8%	7.1%	TG:	636,931	-9.4%
							TL:	2,981,990	-3%	TL:	4.9%	TL:	2.4%	3.5%	TL:	325,285	-8.0%
25	60,671,075	206,214	12.51	3.2%	9,372,696	-27.5%	H:	46,132,803	8%	H:	76.0%	H:	67.0%	-9.1%	H:	4,859,494	8.5%
							T:	14,054,376	-21%	T:	24.0%	T:	32.9%	25.7%	T:	1,301,068	-20.9%
							TC:	4,190,372	-39%	TC:	6.9%	TC:	10.9%	100.6%	TC:	356,949	-39.4%
							TG:	6,888,244	-13%	TG:	11.4%	TG:	19.5%	5.3%	TG:	625,034	-11.1%
							TL:	2,975,760	-3%	TL:	4.9%	TL:	2.6%	13.4%	TL:	319,085	-9.8%
30	60,671,075	208,131	12.63	5.1%	8,705,086	-32.7%	H:	46,783,176	10%	H:	77.1%	H:	66.8%	-9.4%	H:	4,951,097	10.6%
							T:	13,374,694	-25%	T:	22.9%	T:	33.1%	26.5%	T:	1,254,319	-23.8%
							TC:	3,667,528	-47%	TC:	6.0%	TC:	10.4%	92.4%	TC:	327,386	-44.4%
							TG:	6,761,166	-15%	TG:	11.1%	TG:	20.2%	9.4%	TG:	613,996	-12.6%
							TL:	2,945,999	-4%	TL:	4.9%	TL:	2.5%	8.5%	TL:	312,937	-11.5%
35	60,671,075	209,998	12.74	3.2%	8,238,535	-36.3%	H:	47,335,759	11%	H:	78.0%	H:	66.7%	-9.5%	H:	5,040,731	12.6%
							T:	12,805,622	-28%	T:	22.0%	T:	33.2%	26.8%	T:	1,208,690	-26.6%
							TC:	3,346,132	-51%	TC:	5.5%	TC:	9.5%	75.9%	TC:	298,377	-49.4%
							TG:	6,522,806	-18%	TG:	10.8%	TG:	21.1%	14.0%	TG:	603,563	-14.1%
							TL:	2,936,683	-4%	TL:	4.8%	TL:	2.6%	13.9%	TL:	306,751	-13.3%
40	60,671,075	211,850	12.85	7.0%	7,849,647	-39.3%	H:	47,825,543	12%	H:	78.8%	H:	66.7%	-9.6%	H:	5,130,050	14.5%
							T:	12,309,078	-31%	T:	21.2%	T:	33.2%	26.9%	T:	1,171,973	-28.8%
							TC:	3,080,370	-55%	TC:	5.1%	TC:	9.1%	67.9%	TC:	272,962	-53.7%
							TG:	6,316,800	-20%	TG:	10.4%	TG:	21.4%	15.8%	TG:	598,432	-14.8%
							TL:	2,911,908	-5%	TL:	4.8%	TL:	2.8%	19.9%	TL:	300,579	-15.0%
45	60,671,075	213,684	12.96	3.2%	7,490,216	-42.1%	H:	48,248,984	13%	H:	79.5%	H:	66.5%	-9.8%	H:	5,218,296	16.5%
							T:	11,880,203	-33%	T:	20.5%	T:	33.4%	27.6%	T:	1,128,203	-31.4%
							TC:	2,800,267	-59%	TC:	4.6%	TC:	8.6%	58.9%	TC:	249,462	-57.7%
							TG:	6,182,960	-22%	TG:	10.2%	TG:	21.9%	18.3%	TG:	584,318	-16.9%
							TL:	2,896,975	-6%	TL:	4.8%	TL:	3.0%	28.9%	TL:	294,423	-16.7%
50	60,671,075	215,533	13.08	8.8%	7,177,570	-44.5%	H:	48,660,627	14%	H:	80.2%	H:	65.9%	-10.6%	H:	5,308,511	18.5%
							T:	11,461,676	-36%	T:	19.8%	T:	34.0%	29.9%	T:	1,092,723	-33.6%
							TC:	2,592,649	-62%	TC:	4.3%	TC:	8.5%	57.4%	TC:	227,884	-61.3%
							TG:	5,983,154	-24%	TG:	9.9%	TG:	22.5%	21.6%	TG:	576,390	-18.0%
							TL:	2,885,874	-6%	TL:	4.8%	TL:	3.0%	31.3%	TL:	288,450	-18.4%

Datos año 2015													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	63,002,148	347,442	21.89		14,412,071		H: 41,897,712		H: 66.5%	H: 81.0%		H: 6,458,693	
							T: 20,552,661		T: 32.6%	T: 18.9%		T: 4,801,162	
							TC: 7,069,844		TC: 11.2%	TC: 4.4%		TC: 1,720,216	
							TG: 8,603,522		TG: 13.7%	TG: 11.4%		TG: 1,963,906	
							TL: 4,879,295		TL: 7.7%	TL: 3.1%		TL: 1,117,040	
5	63,002,148	349,085	21.99	0.5%	13,814,380	-4.1%	H: 42,613,073	2%	H: 67.6%	H: 78.0%	-3.7%	H: 6,532,212	1.1%
							T: 19,834,480	-3%	T: 32.4%	T: 21.9%	16.0%	T: 4,655,151	-3.0%
							TC: 6,683,378	-5%	TC: 10.6%	TC: 6.2%	42.1%	TC: 1,634,143	-5.0%
							TG: 8,305,469	-3%	TG: 13.2%	TG: 12.3%	7.7%	TG: 1,927,514	-1.9%
							TL: 4,845,633	-1%	TL: 7.7%	TL: 3.3%	9.3%	TL: 1,093,494	-2.1%
10	63,002,148	351,040	22.12	1.0%	13,177,133	-8.6%	H: 43,363,734	3%	H: 68.8%	H: 76.6%	-5.5%	H: 6,622,459	2.5%
							T: 19,091,307	-7%	T: 31.2%	T: 23.4%	23.9%	T: 4,519,310	-5.9%
							TC: 6,258,043	-11%	TC: 9.9%	TC: 7.4%	68.1%	TC: 1,554,539	-9.6%
							TG: 8,040,178	-7%	TG: 12.8%	TG: 12.5%	9.6%	TG: 1,893,683	-3.6%
							TL: 4,793,087	-2%	TL: 7.6%	TL: 3.5%	13.8%	TL: 1,071,088	-4.1%
15	63,002,148	353,218	22.25	1.7%	12,532,726	-13.0%	H: 44,058,015	5%	H: 69.9%	H: 74.2%	-8.4%	H: 6,723,467	4.1%
							T: 18,403,652	-10%	T: 30.1%	T: 25.8%	36.4%	T: 4,393,804	-8.5%
							TC: 5,776,843	-18%	TC: 9.2%	TC: 9.1%	107.3%	TC: 1,482,542	-13.8%
							TG: 8,270,513	-9%	TG: 12.5%	TG: 12.9%	12.8%	TG: 1,861,835	-5.2%
							TL: 4,756,296	-3%	TL: 7.5%	TL: 3.8%	22.8%	TL: 1,049,427	-6.1%
20	63,002,148	355,585	22.40	2.3%	11,838,668	-17.9%	H: 44,831,926	7%	H: 71.2%	H: 73.0%	-9.9%	H: 6,834,659	5.8%
							T: 17,636,840	-14%	T: 28.8%	T: 26.9%	42.5%	T: 4,285,062	-10.7%
							TC: 5,278,188	-25%	TC: 8.4%	TC: 9.7%	120.5%	TC: 1,419,612	-17.5%
							TG: 7,637,989	-11%	TG: 12.1%	TG: 13.2%	15.6%	TG: 1,835,547	-6.5%
							TL: 4,720,663	-3%	TL: 7.5%	TL: 4.0%	31.0%	TL: 1,029,903	-7.8%
25	63,002,148	357,965	22.55	2.3%	11,238,284	-22.0%	H: 45,461,607	9%	H: 72.2%	H: 73.2%	-9.6%	H: 6,954,391	7.7%
							T: 17,013,038	-17%	T: 27.8%	T: 26.8%	41.7%	T: 4,170,978	-13.1%
							TC: 4,816,759	-32%	TC: 7.6%	TC: 8.7%	99.0%	TC: 1,359,155	-21.0%
							TG: 7,505,247	-13%	TG: 11.9%	TG: 13.7%	19.6%	TG: 1,804,084	-8.1%
							TL: 4,691,032	-4%	TL: 7.4%	TL: 4.3%	42.2%	TL: 1,007,739	-9.8%
30	63,002,148	360,352	22.70	3.7%	10,648,137	-26.1%	H: 46,163,379	10%	H: 73.3%	H: 71.5%	-11.7%	H: 7,070,059	9.5%
							T: 16,314,608	-21%	T: 26.7%	T: 28.4%	50.5%	T: 4,071,150	-15.2%
							TC: 4,399,256	-38%	TC: 7.0%	TC: 9.0%	104.7%	TC: 1,306,123	-24.1%
							TG: 7,267,769	-16%	TG: 11.5%	TG: 14.7%	28.4%	TG: 1,777,548	-9.5%
							TL: 4,647,583	-5%	TL: 7.4%	TL: 4.8%	55.6%	TL: 987,479	-11.6%
35	63,002,148	362,764	22.85	2.3%	10,160,970	-29.5%	H: 46,686,634	11%	H: 74.1%	H: 72.4%	-10.6%	H: 7,187,441	11.3%
							T: 15,796,004	-23%	T: 25.9%	T: 27.6%	45.9%	T: 3,977,982	-17.1%
							TC: 4,018,448	-43%	TC: 6.4%	TC: 8.0%	83.1%	TC: 1,258,092	-26.9%
							TG: 7,191,772	-16%	TG: 11.4%	TG: 14.6%	28.0%	TG: 1,752,091	-10.8%
							TL: 4,585,784	-6%	TL: 7.3%	TL: 4.9%	59.7%	TL: 967,799	-13.4%
40	63,002,148	364,987	22.99	5.0%	9,735,875	-32.4%	H: 47,246,785	13%	H: 75.0%	H: 72.9%	-10.0%	H: 7,295,312	13.0%
							T: 15,244,236	-26%	T: 25.0%	T: 27.0%	43.1%	T: 3,888,087	-19.0%
							TC: 3,735,027	-47%	TC: 5.9%	TC: 6.6%	49.1%	TC: 1,213,662	-29.4%
							TG: 6,970,029	-19%	TG: 11.1%	TG: 15.3%	34.1%	TG: 1,726,635	-12.1%
							TL: 4,539,180	-7%	TL: 7.2%	TL: 5.1%	68.3%	TL: 947,790	-15.2%
45	63,002,148	367,123	23.13	2.3%	9,384,898	-34.9%	H: 47,661,121	14%	H: 75.6%	H: 72.9%	-10.0%	H: 7,400,136	14.6%
							T: 14,831,242	-28%	T: 24.4%	T: 27.0%	43.1%	T: 3,801,632	-20.8%
							TC: 3,473,757	-51%	TC: 5.5%	TC: 5.9%	34.0%	TC: 1,172,151	-31.9%
							TG: 6,872,205	-20%	TG: 10.9%	TG: 15.3%	34.1%	TG: 1,701,642	-13.4%
							TL: 4,485,279	-8%	TL: 7.1%	TL: 5.8%	89.9%	TL: 927,839	-16.9%
50	63,002,148	369,198	23.26	6.3%	9,051,452	-37.2%	H: 48,097,651	15%	H: 76.3%	H: 74.1%	-8.6%	H: 7,493,463	16.0%
							T: 14,395,620	-30%	T: 23.7%	T: 25.8%	36.9%	T: 3,718,764	-22.5%
							TC: 3,253,103	-54%	TC: 5.2%	TC: 5.0%	13.0%	TC: 1,133,443	-34.1%
							TG: 6,718,970	-22%	TG: 10.7%	TG: 14.9%	30.0%	TG: 1,677,235	-14.6%
							TL: 4,423,547	-9%	TL: 7.0%	TL: 6.0%	97.0%	TL: 908,086	-18.7%

Datos año 2016													
Impuesto US/TonCO2	Energía generada (MWh)	Precio bolsa promedio ponderado (COP/MWh)	Costo generación anual (Billones COP)	Pérdida consumidor %	Emisiones de Carbono (Ton CO2)	Cambio en emisiones %	Generación por Tecnología MWh	Cambio en generación %	Participación Tecnología (%)	Número de horas que margina al año	Cambio número de horas que margina %	Rentas por Tecnología (Millones COP)	Cambio en rentas %
0	61,783,943	293,671	18.14		10,946,771		H: 45,204,999		H: 73.2%	H: 86.0%		H: 4,294,930	
							T: 15,024,848		T: 24.3%	T: 13.8%		T: 3,743,992	
							TC: 5,698,545		TC: 9.2%	TC: 8.5%		TC: 1,341,257	
							TG: 5,353,612		TG: 8.7%	TG: 2.6%		TG: 1,476,807	
							TL: 3,972,691		TL: 6.4%	TL: 2.7%		TL: 925,929	
5	61,783,943	294,988	18.23	0.4%	10,249,637	-6.4%	H: 45,768,729	1%	H: 74.1%	H: 85.0%	-1.2%	H: 4,358,374	1.5%
							T: 14,369,639	-4%	T: 25.9%	T: 14.9%	7.9%	T: 3,645,330	-2.6%
							TC: 5,119,348	-10%	TC: 8.3%	TC: 9.2%	7.8%	TC: 1,284,753	-4.2%
							TG: 5,325,419	-1%	TG: 8.6%	TG: 2.8%	7.4%	TG: 1,452,059	-1.7%
							TL: 3,924,872	-1%	TL: 6.4%	TL: 2.9%	8.6%	TL: 908,518	-1.9%
10	61,783,943	296,390	18.31	0.9%	9,708,438	-11.3%	H: 46,326,451	2%	H: 75.0%	H: 84.6%	-1.6%	H: 4,426,349	3.1%
							T: 13,834,556	-8%	T: 25.0%	T: 15.3%	10.7%	T: 3,556,685	-5.0%
							TC: 4,654,805	-18%	TC: 7.5%	TC: 9.4%	10.2%	TC: 1,237,171	-7.8%
							TG: 5,306,827	-1%	TG: 8.6%	TG: 2.8%	5.7%	TG: 1,427,746	-3.3%
							TL: 3,872,924	-3%	TL: 6.3%	TL: 3.1%	17.2%	TL: 891,768	-3.7%
15	61,783,943	297,766	18.40	1.4%	9,258,059	-15.4%	H: 46,782,074	3%	H: 75.7%	H: 85.1%	-1.1%	H: 4,492,968	4.6%
							T: 13,380,371	-11%	T: 24.3%	T: 14.8%	7.4%	T: 3,473,098	-7.2%
							TC: 4,267,701	-25%	TC: 6.9%	TC: 8.5%	0.1%	TC: 1,193,944	-11.0%
							TG: 5,284,841	-1%	TG: 8.6%	TG: 3.0%	14.8%	TG: 1,403,865	-4.9%
							TL: 3,827,829	-4%	TL: 6.2%	TL: 3.3%	23.2%	TL: 875,288	-5.5%
20	61,783,943	299,106	18.48	1.9%	8,926,133	-18.5%	H: 47,134,119	4%	H: 76.3%	H: 85.1%	-1.0%	H: 4,558,288	6.1%
							T: 13,026,265	-13%	T: 23.7%	T: 14.8%	7.2%	T: 3,392,949	-9.4%
							TC: 4,001,562	-30%	TC: 6.5%	TC: 8.4%	-1.2%	TC: 1,154,127	-14.0%
							TG: 5,255,814	-2%	TG: 8.5%	TG: 3.1%	16.5%	TG: 1,379,556	-6.6%
							TL: 3,768,890	-5%	TL: 6.1%	TL: 3.3%	24.9%	TL: 859,266	-7.2%
25	61,783,943	300,403	18.56	1.9%	8,672,084	-20.8%	H: 47,411,175	5%	H: 76.7%	H: 86.2%	0.2%	H: 4,620,898	7.6%
							T: 12,748,510	-15%	T: 23.3%	T: 13.9%	0.6%	T: 3,315,853	-11.4%
							TC: 3,805,932	-33%	TC: 6.2%	TC: 7.4%	-12.4%	TC: 1,116,558	-16.8%
							TG: 5,224,944	-2%	TG: 8.5%	TG: 3.0%	15.2%	TG: 1,355,760	-8.2%
							TL: 3,717,635	-6%	TL: 6.0%	TL: 3.4%	27.5%	TL: 843,535	-8.9%
30	61,783,943	301,582	18.63	2.7%	8,379,272	-23.5%	H: 47,745,599	6%	H: 77.3%	H: 87.0%	1.1%	H: 4,677,379	8.9%
							T: 12,416,690	-17%	T: 22.7%	T: 13.0%	-5.4%	T: 3,240,289	-13.5%
							TC: 3,589,908	-37%	TC: 5.8%	TC: 6.6%	-22.4%	TC: 1,080,508	-19.4%
							TG: 5,180,634	-3%	TG: 8.4%	TG: 2.8%	5.2%	TG: 1,331,969	-9.8%
							TL: 3,646,149	-8%	TL: 5.9%	TL: 3.7%	38.6%	TL: 827,811	-10.6%
35	61,783,943	302,698	18.70	1.9%	8,148,529	-25.6%	H: 48,012,390	6%	H: 77.7%	H: 87.4%	1.6%	H: 4,731,343	10.2%
							T: 12,147,860	-19%	T: 22.3%	T: 12.7%	-8.1%	T: 3,166,807	-15.4%
							TC: 3,427,729	-40%	TC: 5.5%	TC: 6.2%	-27.0%	TC: 1,046,142	-22.0%
							TG: 5,141,611	-4%	TG: 8.3%	TG: 2.8%	7.0%	TG: 1,308,396	-11.4%
							TL: 3,578,520	-10%	TL: 5.8%	TL: 3.7%	37.3%	TL: 812,269	-12.3%
40	61,783,943	303,743	18.77	3.4%	7,967,286	-27.2%	H: 48,227,692	7%	H: 78.1%	H: 88.1%	2.3%	H: 4,781,576	11.3%
							T: 11,931,272	-21%	T: 21.9%	T: 12.0%	-12.8%	T: 3,094,639	-17.3%
							TC: 3,312,426	-42%	TC: 5.4%	TC: 5.3%	-37.4%	TC: 1,012,926	-24.5%
							TG: 5,110,301	-5%	TG: 8.3%	TG: 3.1%	16.5%	TG: 1,284,808	-13.0%
							TL: 3,508,545	-12%	TL: 5.7%	TL: 3.6%	36.5%	TL: 796,905	-13.9%
45	61,783,943	304,724	18.83	1.9%	7,813,177	-28.6%	H: 48,415,159	7%	H: 78.4%	H: 88.5%	2.8%	H: 4,828,326	12.4%
							T: 11,742,092	-22%	T: 21.6%	T: 11.6%	-15.9%	T: 3,023,819	-19.2%
							TC: 3,210,963	-44%	TC: 5.2%	TC: 4.6%	-45.8%	TC: 980,572	-26.9%
							TG: 5,074,231	-5%	TG: 8.2%	TG: 3.2%	22.2%	TG: 1,261,482	-14.6%
							TL: 3,456,898	-13%	TL: 5.6%	TL: 3.8%	42.1%	TL: 781,765	-15.6%
50	61,783,943	305,630	18.88	4.1%	7,655,087	-30.1%	H: 48,600,299	8%	H: 78.7%	H: 88.7%	3.1%	H: 4,871,357	13.4%
							T: 11,553,672	-23%	T: 21.3%	T: 11.3%	-17.8%	T: 2,953,798	-21.1%
							TC: 3,116,425	-45%	TC: 5.0%	TC: 4.1%	-51.6%	TC: 948,930	-29.3%
							TG: 5,024,809	-6%	TG: 8.1%	TG: 3.1%	19.6%	TG: 1,238,218	-16.2%
							TL: 3,412,437	-14%	TL: 5.5%	TL: 4.1%	53.2%	TL: 766,651	-17.2%

Bibliografía

- Anspacher, J., Osborne, S., & Richards, J. (2011). *The effect of CO2 emissions reduction on the U.S. electricity sector.*
- Banco Mundial. (2016). *State and trends of carbon pricing.*
- Centro de inteligencia eléctrica. (2016). *Carbon price signal: Impact analysis on the European Electricity System.*
- Chernyavs'ka, L., & Gulli, F. (2007). *Modelling CO2 price pass-through in imperfectly competitive power markets.*
- Congreso de la República de Colombia. (2016). *Exposición de motivos del proyecto de ley "Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones".*
- Cullen, J., & Mansur, E. (2016). *Inferring carbon abatement costs in electricity markets: A revealed preference approach using the shale revolution.*
- Ernst & Young (2016). *Análisis de los mercados mayoristas de electricidad. Producto 2. Diagnóstico del funcionamiento de los últimos 10 años del mercado de energía mayorista colombiano y su comparación con otros mercados internacionales.*
- Hintermann, B. (2014). *Pass-through of CO2 emission costs to hourly electricity prices in Germany.*
- National Weather Center, Climate Prediction Center. Cold and warm episodes by season. Tomado de la página web http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml
- Nelson, T., Orton, F., & Kelley, S. (2010). *The impact of carbon pricing on Australian deregulated Wholesale electricity and gas markets.*
- O 'Gorman, M., Jotzo, F. (2014). *Impact of the carbon Price on Australia's electricity demand, supply and emissions.*
- Sijm, J., Neuhoff, K., & Chen, Y. (2006). *CO2 cost pass-through and windfall profits in the power sector.*
- Sijm, J., Chen, Y., & Hobbs, B. (2009). *The impact of power market structure on the pass-through of CO2 emissions trading costs to electricity prices- A theoretical approach.*
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Plan de expansión de referencia, generación y transmisión 2015-2029.*

United Nations Global Compact. (2016). Executive Guide to Carbon Pricing Leadership, a caring for climate report.

Universidad de los Andes. (2014). *Productos analíticos para apoyar la toma de decisiones sobre acciones de mitigación a nivel sectorial: curvas de abatimiento para Colombia.*

World Resources Institute. (2015). *Putting a price on carbon: A handbook for U.S policy makers.*