



MEMORIA JUSTIFICATIVA

PROYECTO DE DECRETO

“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

ANTECEDENTES

I. Desarrollo de los sistemas eléctricos en el mundo: nuevas tecnologías (renovables, AMI, redes inteligentes, almacenamiento)

Durante más de un siglo los sistemas eléctricos tradicionales del mundo han sido una plataforma confiable para proveer energía eléctrica, sin embargo durante la última década¹, el surgimiento de cambios significativos tanto en los recursos usados para generar energía eléctrica, como en los medios usados para transportarla y hasta en la forma como se consume han demostrado la necesidad de una evolución hacia un sistema eléctrico más flexible robusto y ágil².

A nivel general, los sistemas eléctricos mundiales están incorporando la habilidad de optimizar recursos de generación y maniobras de red de una manera dinámica, de detectar y mitigar fallas rápidamente, de integrar diversos recursos de generación (tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda), de integrar recursos de respuesta de la demanda y eficiencia energética, de facilitar a la demanda la gestión de su consumo y participación en los mercados y de proveer amplia protección contra ataques físicos y cibernéticos³.

Esta transformación tecnológica, que ha retado los sistemas eléctricos en su planeación y operación, ha sido impulsada principalmente por la aparición de generación renovable distribuida (pequeña y gran escala), el concepto de “redes inteligentes”, el almacenamiento de energía, los nuevos modelos de negocios, la variedad de tecnologías de uso-final que crean sinergias con otros sectores tales como transporte (vehículos eléctricos), calefacción (bombas de calor) y vivienda (medición avanzada, smart homes).

¹ IRENA. 2017. “Status of Power System Transformation”

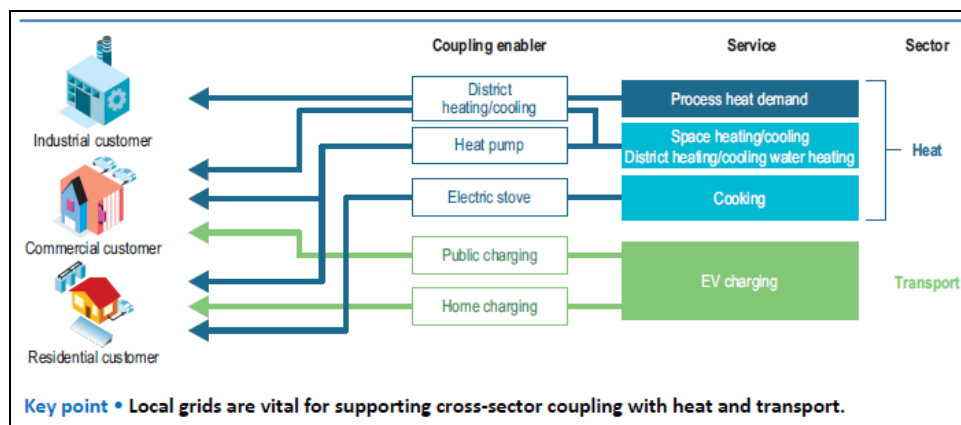
² U.S. Department of Energy. 2015 “Quadrennial Technology Review An Assessment of Energy Technologies And Research Opportunities”

³ Ibid. p. 2



La Ilustración 1 muestra la interacción intersectorial entre Energía, transporte y Calefacción propiciada por el nuevo rol de los sistemas eléctricos

Ilustración 1. Opciones de Electrificación de los Sectores Transporte y Calefacción



Fuente: IRENA. 2017." Status of Power System Transformation"

Energías renovables: Eje de la transformación del sistema eléctrico

IRENA⁴ y la IEEFA⁵ reportan que el surgimiento de la generación con energías renovables (principalmente Eólica y Solar)⁶ ha sido el pilar de la transformación energética global. Más de 170 países han establecido metas de incorporación de energías renovables y 150 de ellos han expedido políticas para influenciar la inversión privada en dichas tecnologías.

Una de cinco unidades de consumo de energía eléctrica en el mundo proviene de fuentes renovables y la nueva capacidad instalada de energías renovables excede la nueva capacidad de energías convencionales (carbón, gas y petróleo juntos).

La penetración de renovables se ha presentado en todos los continentes, al finalizar el 2016, 67 países habían realizado subastas de adjudicación de proyectos de energías renovables obteniendo precios mínimos históricos especialmente para la energía solar especialmente en Asia y Latinoamérica.

⁴ IRENA Op. Cit.

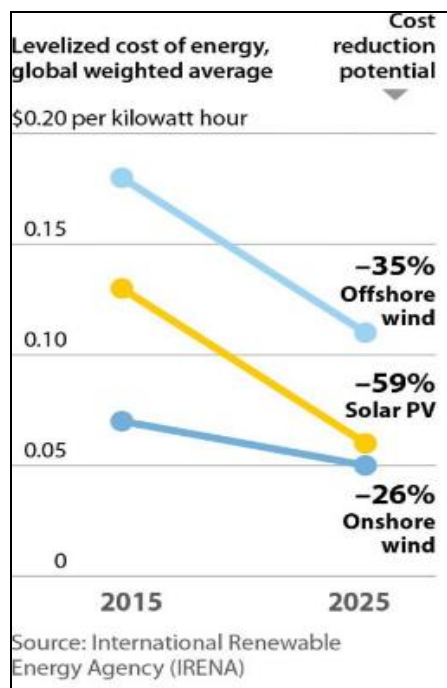
⁵ Institute for Energy Economics And Financial Analysis. 2016: Year in Review Three Trends Highlighting the Accelerating Global Energy Market Transformation.

⁶ U.S. Department of Energy. Op. Cit



La reducción de los costos de estas tecnologías y el acelerado ritmo de cambio en el sector también ha propiciado el éxito de microrredes principalmente en África y parte de Asia. La Ilustración 2 muestra el costo nivelado de energía para el año 2015 y su potencial de reducción para el año 2025.

Ilustración 2. Costo nivelado de la energía (promedio ponderado global)



Fuente: Institute for Energy Economics And Financial Analysis. 2016: Year in Review Three Trends Highlighting the Accelerating Global Energy Market Transformation.

La transformación tecnológica, institucional y de negocio de los sistemas eléctricos es una realidad mundial; la velocidad y el alcance de dicha transformación varía significativamente en cada país influenciada por la estructura del mercado, el entorno normativo, los roles y responsabilidades de los agentes, las necesidades de sus clientes, la estructura de sus portafolios y su madurez económica⁷.

II. Evolución de las principales fuentes no convencionales de energía renovable

El exponencial desarrollo tecnológico presentado en los Siglos XX y XXI, ha llevado a que diferentes tipos de agentes, en algunas industrias, que no se acoplen a la evolución

⁷ World Resources Institute. 2016. "The Future Electricity Grid"

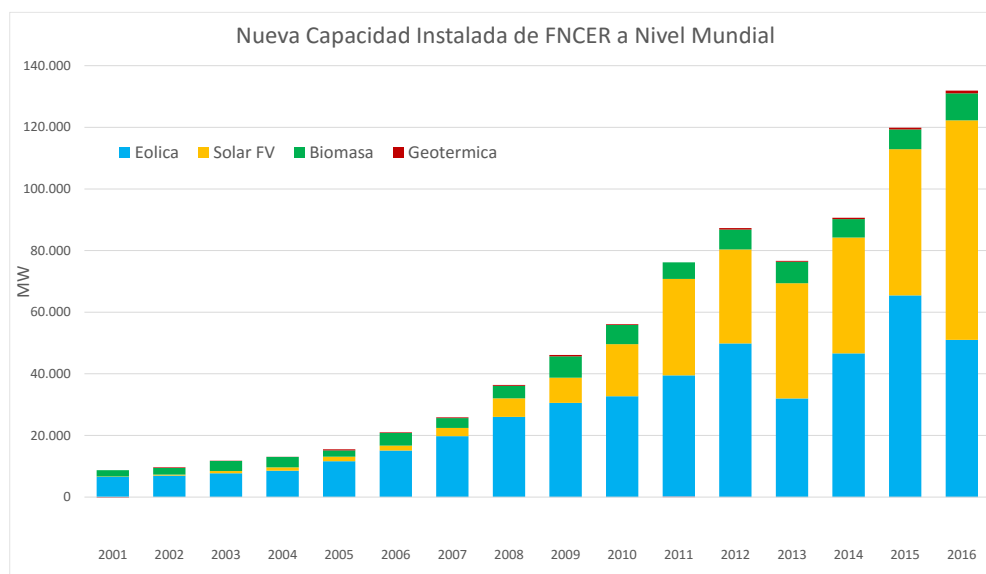


tiendan a hacerse obsoletos. Este es el caso de compañía estadounidense Kodak, dedicada al equipamiento fotográfico, que fue fundada en 1889. En 1976 tenía una cuota del 90% del mercado fotográfico en los Estados Unidos de América. El 17 de enero de 2012 entró en concurso de acreedores por su lentitud en la transición a las cámaras digitales. Otro ejemplo es la empresa finlandesa Nokia que fue creada en 1865, siendo líder mundial en el sector de la fabricación de teléfonos móviles entre 1998 y 2011. Entre los años 2007 y 2012 redujo su valor en bolsa de US\$ 40 a menos de US\$3, porque no acertó en desarrollar un teléfono inteligente competitivo. Nokia fue adquirida por Microsoft el 25 de abril de 2014.

En la actualidad el sistema eléctrico está experimentando una evolución que arrancó lentamente en los años ochenta del Siglo XX. Actualmente debido a nuevas tecnologías disruptivas como son la generación descentralizada, la integración de la gestión de oferta y demanda, el “Big Data”, los avances tecnológicos de nuevas fuentes de energía, los vehículos eléctricos, entre otros, el sector ha adquirido un nuevo impulso de transformación.

En el caso específico de la FNCER, se observa un crecimiento vertiginoso de la capacidad instalada a nivel mundial, llegando a casi 130.000 MW, como se puede ver en la Ilustración 3.

Ilustración 3. Nueva capacidad instalada de generación con FNCER a nivel mundial



Fuente: IRENA 2017. Estadísticas de Energía Renovable 2017. En línea:
<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

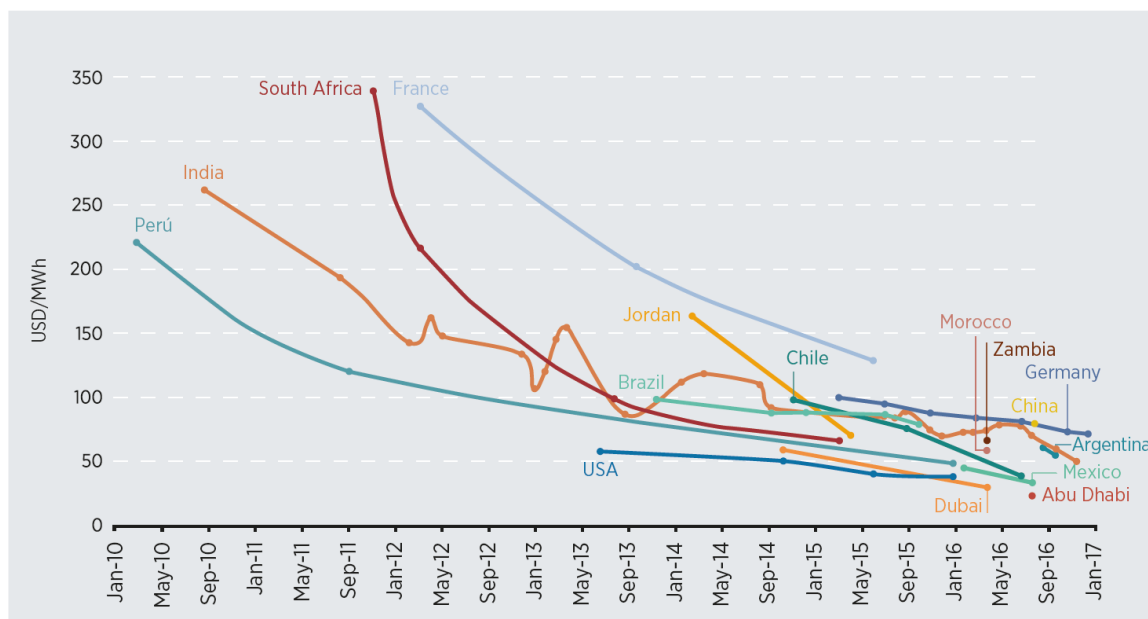


En la gráfica se puede observar el importante crecimiento en la incorporación de las FNCER, y especialmente de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica desde el año 2010. Una muestra de la importante penetración de estas tecnologías es que para el año 2016, IRENA registra un incremento de 51.019 MW instalados en energía eólica y de 71.249 MW en energía solar fotovoltaica.

La ampliación de la matriz de oferta eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable se relaciona directamente con los precios más competitivos de las mismas y sus aportes al cumplimiento de los compromisos internacionales en la reducción de emisiones de gases contaminantes; en cuanto a precios, entre los más representativos están los de la solar fotovoltaica y eólica, que se pueden observar en la Ilustración 4 e Ilustración 5.

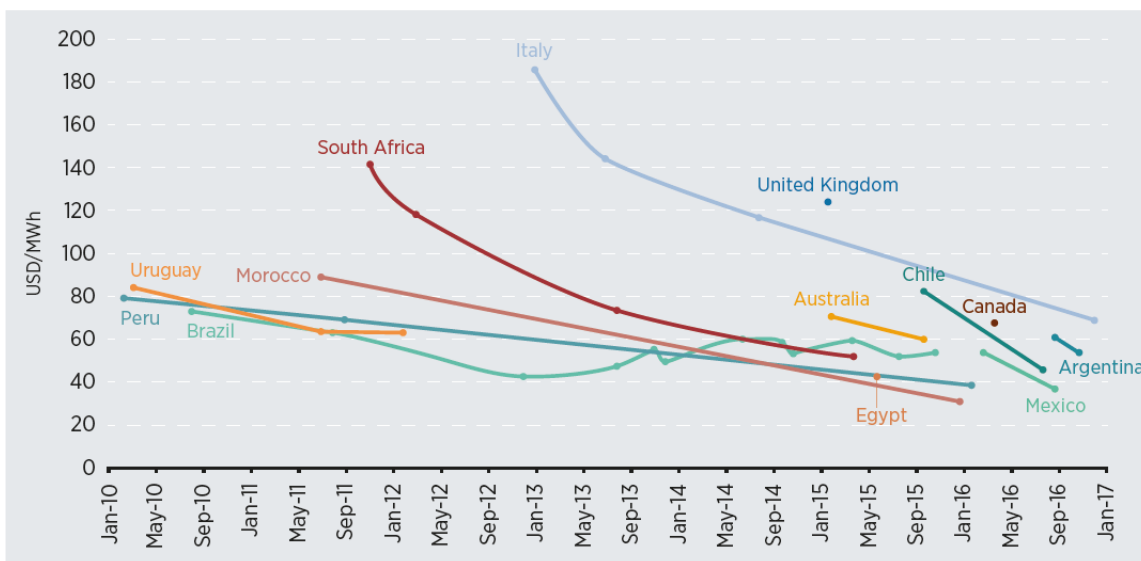
Para la tecnología solar fotovoltaica se obtuvieron precios alrededor de 24 USD/MWh en el año 2016, mientras que para la tecnología eólica se presentan precios cercanos a 37 USD/MWh en el mismo año.

Ilustración 4. Precios de procesos competitivos de energía solar fotovoltaica



Fuente: IRENA (2017), 'Renewable Energy Auctions: Analysing 2016'. IRENA, Abu Dhabi.
ISBN 978-92-9260-008-2

Ilustración 5. Precios de Procesos competitivos de energía eólica



Fuente: IRENA (2017), 'Renewable Energy Auctions: Analysing 2016'. IRENA, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-008-2

III. El sector de generación eléctrica en Colombia

El literal a) del artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado tiene el objetivo de *“abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.”*

En línea con este objetivo, es importante tener en cuenta que la capacidad de generación de las plantas que operan en el Sistema Interconectado Nacional (en adelante “SIN”) depende de la disponibilidad de las fuentes primarias. Una de las razones por la cual no todas las plantas utilizan el recurso hídrico para generar (siendo este el más económico) radica en que existen fenómenos naturales que eventualmente pueden mermar la cantidad de agua disponible, lo cual podría poner en riesgo el abastecimiento de la demanda. Por lo tanto, es conveniente diversificar la matriz energética a través de la entrada al mercado de recursos con costos variables más altos (e.g., combustibles) pero que no dependen de las circunstancias impuestas por la naturaleza.

Como consecuencia de esta problemática, la CREG creó mediante Resolución CREG 116 de 1996 el cargo por capacidad, instrumento que buscaba *“garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica a través de la remuneración de la inversión por kilovatio instalado de los generadores que contribuyen a la confiabilidad*



del sistema⁸. Este mecanismo tuvo vigencia hasta el 2006, año en el que se comenzó a implementar el esquema de Cargo por Confiabilidad.

Sobre el esquema de Cargo por Confiabilidad, vale la pena rescatar lo señalado por la Superintendencia de Industria y Comercio en su concepto de abogacía de la competencia⁹:

*“La Resolución CREG 071 de 2006¹⁰ define el **Cargo por Confiabilidad** como la **“remuneración”** que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC¹¹, **que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme**¹² que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. **Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo** de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.” (Destacado fuera de texto).*

*En esencia, el **Cargo por Confiabilidad** es un pago constante que se realiza a los agentes generadores de energía eléctrica para que garanticen la disponibilidad para generar la energía en cantidades asignadas como **Obligaciones de Energía Firme (OEF)**, durante las peores condiciones hidrológicas. Es importante recordar que las **Obligaciones de Energía Firme (OEF)** se refieren a los compromisos de generación de energía que adquieren los generadores para ser cumplidos en las épocas de baja hidrología.*

(...)

*En conclusión, con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema y aumentar la capacidad de generación cuando el país lo necesita, la Resolución CREG 071 de 2006 establece dos remuneraciones diferentes para los generadores que asumen **Obligaciones de Energía Firme (OEF)**: i) el Cargo por Confiabilidad, como ingreso constante y periódico que se recibe por mantener disponible la capacidad de generación para garantizar el cumplimiento de las **Obligaciones de Energía Firme (OEF)** cuando ello sea necesario; y ii) el*

⁸ CREG, “Documento Cargo por Confiabilidad”, 17 de julio de 2006, págs. 15. Anexo a la Resolución CREG 043 de 2006.

⁹ Concepto con radicado No. 17-316975-1-0.

¹⁰ “Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”.

¹¹ [Cita fuera del texto original] “**Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC)**: Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año”. Artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006.

¹² [Cita fuera del texto original] “**Obligación de Energía Firme**: Vínculo resultante de la Subasta o mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. (...)” *Ibidem*.



*precio de escasez, como pago por kilovatio entregado para honrar las **Obligaciones de Energía Firme (OEF)**, cuando el mercado efectivamente lo requiere.”*

En síntesis y de acuerdo con lo expuesto, en Colombia se inició con un esquema de cargo por capacidad que incentivó la instalación de proyectos de generación eléctrica y que estuvo vigente hasta el 2006; luego se dio paso al esquema de Cargo por Confiabilidad que ha incentivado la entrada de proyectos que garanticen la entrega de energía en períodos de baja hidrología, y que se mantiene vigente a la fecha.

A 2017 el país cuenta con una matriz de generación limpia: el 69% de los recursos proviene de fuentes hídricas (incluyendo las de pequeña escala) y el 29% de generación térmica (gas, carbón y combustibles líquidos). La explicación de la composición de la matriz está dada por la abundancia del recurso hídrico, las condiciones geológicas que permiten a la generación hídrica tener una ventaja competitiva en materia de precios, y la evolución del mercado eléctrico que ha privilegiado la expansión con estas fuentes.

En referencia a las FNCER, en la capacidad instalada de la oferta eléctrica del país se tiene apenas un 4,43% de fuentes hídricas a pequeña escala, 0,82% de cogeneración con biomasa, 0,06% de energía solar fotovoltaica, y 0,11% de energía eólica, para un total de 5,4% de la capacidad instalada.

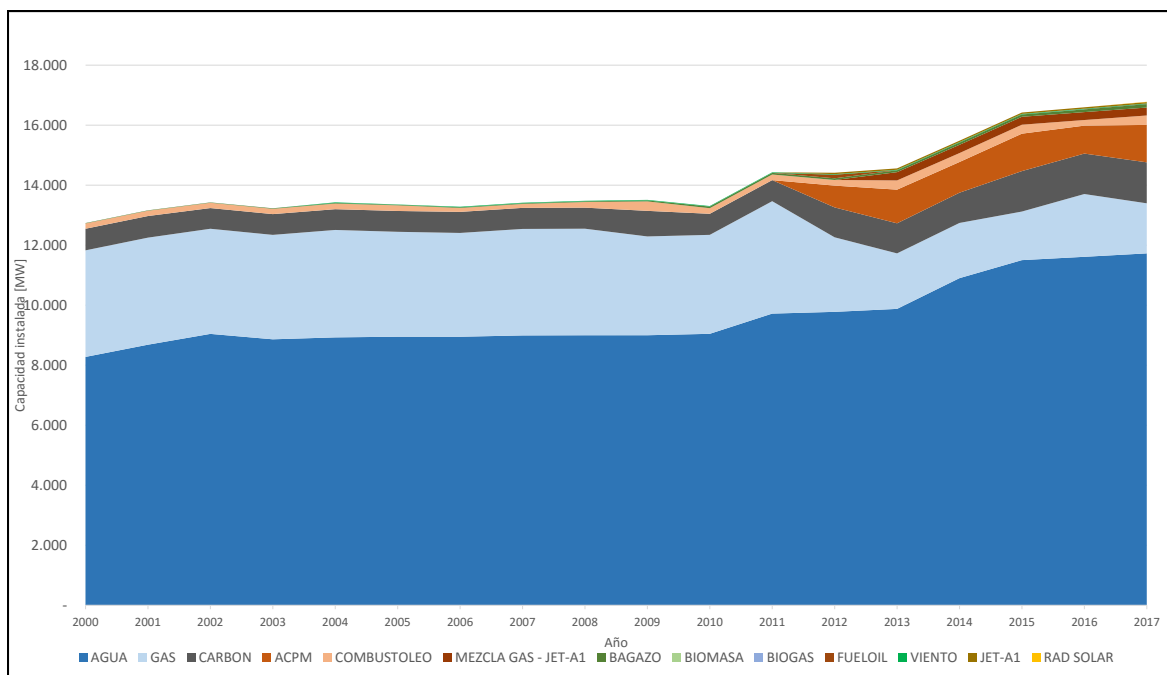
DESPACHADA CENTRALMENTE	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Participación (%)
Hidráulica	10.939,00	65,47%
Gas	2.129,00	12,74%
Carbón	1.329,00	7,95%
Acpm	774,00	4,63%
Combustóleo	187,00	1,12%
Mezcla Gas - Jet-A1	264,00	1,58%
Jet A1	44,00	0,26%
NO DESPACHADAS CENTRALMENTE		
Autogenerador	32,40	0,19%
Cogenerador	136,50	0,82%
Eólica	18,42	0,11%
Hidráulica	739,82	4,43%
Solar	9,80	0,06%
Térmica	105,00	0,63%
Total	16.707,94	100%

Fuente: XM, <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>



En la Ilustración 6 se puede observar la evolución de la capacidad instalada en el país desde el año 2000, sobre la cual se puede destacar: i) en 18 años la capacidad instalada ha aumentado alrededor de 30%, pasó de 12.737 MW a 16.779 MW; ii) el recurso hidráulico incrementó su participación de 65% a 70%, y el carbón de 6% a 8%; y iii) el recurso gas disminuyó su participación en 53%, en parte explicado por la utilización de otros tipos de fuentes como el ACPM, y el combustóleo.

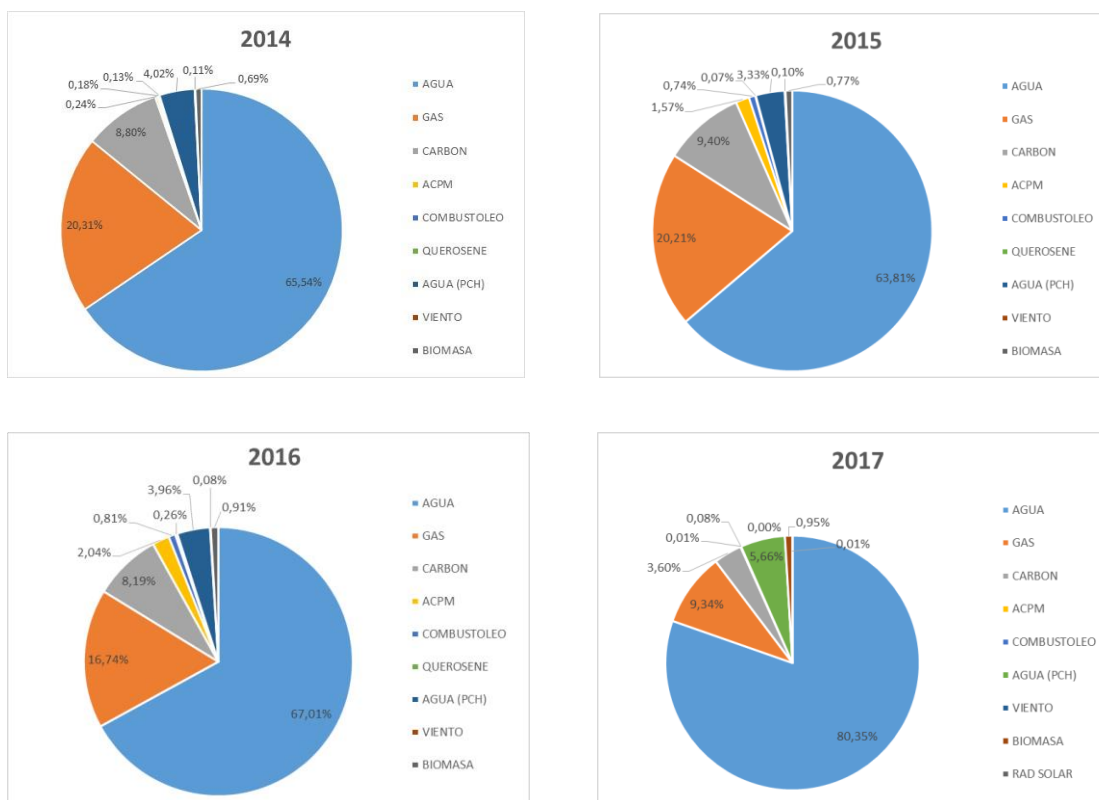
Ilustración 6. Evolución de la capacidad instalada por tipo de fuente en Colombia.



Fuente: Portal BI – XM.

La evolución de generación por tipo de fuente para los últimos cuatro años se muestra en la Ilustración 7. Al igual que en la gráfica de capacidad, se observa una alta participación del recurso hídrico, incluso superior al 80% en algunos casos, seguido por el gas y el carbón, y con una mínima participación de las FNCER en la generación de energía.

Ilustración 7. Evolución de las FNCER en la matriz de generación (2014 – 2017)



Fuente: Elaboración propia. Datos XM

IV. Contexto de las energías renovables no convencionales en Colombia

La Ley 1715 define las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) como *“aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente”*. Dentro de esta categoría se consideran la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Esto sin dejar de considerar las que la UPME pueda determinar.

El país, dada sus condiciones naturales, cuenta con un gran potencial de este tipo de fuentes. Presenta vientos localizados de velocidades promedio de 9 m/s a una altura de 80 m en la Guajira, radiaciones solares promedio de 194 W/m², y potenciales energéticos de biomasa cercanos a 450.000 TJ/año.

Esto, sumado a la tendencia de costos descendentes de las tecnologías utilizadas para el aprovechamiento de estos recursos (Ilustración 4 e Ilustración 5), la complementariedad



ofrecida por estos recursos, sobre todo ante la presencia de fenómenos climáticos extremos, la alta dependencia del recurso hídrico en términos de generación eléctrica asociada a los riesgos del cambio climático, los costos de combustibles fósiles como el gas natural, entre otros factores, hacen que el gobierno tenga un especial interés en promover el uso, despliegue y desarrollo de tecnologías con FNCER.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha estudiado la integración de estas fuentes en Colombia¹³. Y en sus estudios señalan el potencial que el país puede desarrollar de cada una de estas fuentes.

Potencial de energía eólica.

Colombia cuenta con recursos eólicos en el departamento de La Guajira y en gran parte de la región Caribe; así mismo, en zonas de los departamentos de Santander, Norte de Santander, Risaralda, Tolima, el Valle del Cauca, el Huila y Boyacá.

Para el caso de la Guajira, el potencial es considerado como de los mejores de Sur América, con velocidades de viento promedio cercanas a los 9 m/s (a 80 m de altura) y dirección prevalente este-oeste; los cuales se estiman que representan un potencial energético teórico de 18 GW¹⁴ eléctricos. Sumando el potencial del resto de la costa, este ascendería a los 20 GW.

La UPME, referenciando el estudio de Huertas y Pinilla¹⁵, señala que sumado el potencial de la Guajira con el identificado en las otras regiones de Colombia, el potencial podría alcanzar los 29.5 GW, distribuidos así:

Área	Potencial Eólico (MW)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Villa de Leiva	1.000
Risaralda-Tolima	1.000
Huila	2.000
Cauca	500
TOTAL	29.500

Fuente: UPME

¹³ UPME (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Convenio ATN/FM-12825-CO

¹⁴ Este potencial solo considera restricciones de tipo natural y climático. No tiene en cuenta las restricciones de tipo geográfico ni las limitaciones técnicas de las tecnologías.

¹⁵ Huertas L., Pinilla A. (2007). Predicción de rendimiento de parques eólicos como herramienta de evaluación. Bogotá: Empresas Públicas de Medellín, Universidad de los Andes.



Potencial de energía fotovoltaica

Según las fuentes disponibles de información de recurso solar, Colombia cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/día, superando el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/día y estando por encima del promedio recibido en Alemania (3,0 kWh/m²/día), quien hace mayor uso de la energía solar FV a nivel mundial.

La UPME reporta que, de acuerdo con el Atlas de radiación solar, las regiones de la Guajira, parte de la Costa Atlántica, zonas específicas de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, entre otros, presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional que pueden llegar al orden de los 6,0 kWh/m²/día, los cuales son comparables con algunas regiones con mejor recurso en el mundo (desierto de Atacama en Chile o los estados de Arizona y Nuevo México en Estados Unidos).

La radiación solar en la Costa Pacífica, aun estando por debajo del promedio, siguen estando por encima de los niveles anuales promedio recibidos en Alemania.

A continuación, se presentan los valores de irradiación promedio para diferentes áreas del país:

Área	Prom irradiación (kWh/m ² /día)
Guajira	6,0
Costa Atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Región Andina	4,5
Amazonía	4,2
Costa Pacífica	3,5

Fuente: UPME

Considerando estas radiaciones, y según estimaciones realizadas por CorpoEma en el año 2010, en el país existen alrededor de 9 MWp instalados en sistemas solar FV, considerando tanto instalaciones profesionales como sistemas aislados diseminados en todo el territorio nacional.

La UPME, en el estudio *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*, con el fin de dimensionar el potencial de este recurso y posibles niveles de penetración de la tecnología, para instalar sistemas fotovoltaicos en los techos, realiza un análisis por ciudades calculando el potencial teórico de energía primaria basado en el área de las ciudades y la irradiación promedio recibida en cada una de ellas. Los resultados se pueden observar en la siguiente tabla.



Ciudad	Potencial (MWp) basado en 10% de techos utilizables		
	Residencial (MW)	Comercial y servicios (MW)	Industrial (MW)
Bogotá	473	186	39
Medellín	114	43	10
Cali	176	62	10
Barranquilla	52	20	5
Cartagena	71	28	7
Cúcuta	27	11	2
Soledad	25	10	2
Ibagué	23	9	2
Bucaramanga	36	14	4
Soacha	34	13	3
Santa Marta	20	8	2
Pereira	27	10	2
Villavicencio	26	11	2
Bello	35	14	3
Valledupar	25	10	2
Pasto	20	8	1
Montería	24	10	2
Manizalez	22	9	2
Buenaventura	23	8	1
Neiva	19	8	1
Riohacha	10	4	1
San Andrés	3	1	0
TOTAL	1285	497	103

Fuente: UPME

Es decir, el potencial en MW para instalar sistemas solares fotovoltaicos en las ciudades listadas es cercano a los 1900 MW.

Cabe destacar que este potencial es para desarrollar en sistemas distribuidos y no considera las granjas de energía solar a mayor escala. A la fecha, en la UPME se reportan 3.387 MW de proyectos solares en diferentes fases y a lo largo del territorio colombiano.

Potencial de energía de biomasa

Colombia cuenta con un gran potencial de residuos agropecuarios que pueden ser aprovechados para un uso energético. La siguiente tabla muestra los potenciales representados en los residuos de 8 productos agrícolas, residuos porcinos, bovinos y avícolas, y otras fuentes de biomasa.



Cultivo	Potencial energético (TJ/año)
Potenciales energéticos de residuos agrícolas	
Palma	20.895
Caña Azúcar	121.575
Caña panelera	68.742
Café	56.925
Maíz	18.332
Arroz	26.191
Banano	6.444
Plátano	11.242
Potenciales energéticos de residuos pecuarios	
Bovino	84.256
Avícola	29.183
Porcino	4.308
Potenciales energéticos de otros residuos.	
Residuos de poda	318
Centros acopio y plazas de mercado	92
Potenciales energéticos de fuentes de metano.	
Destilerías de etanol	130
Plantas de sacrificio bovino y porcino	59
Plantas de sacrificio avícola	9
TOTAL	448.701

Fuente: UPME

Potencial de energía geotérmica

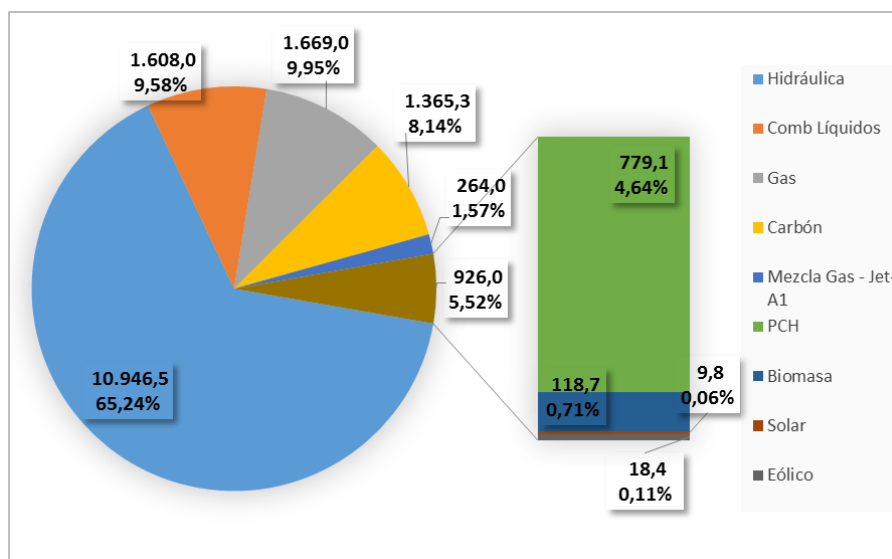
Colombia cuenta con zonas específicas que pueden ser aprovechables para la generación de energía a partir del recurso geotérmico. Este potencial se encuentra en la zona volcánica del Nevado del Ruiz y la región de influencia de los volcanes Chiles, Cerro Negro y Azufral en la frontera con Ecuador. Se caracteriza porque se pueden aprovechar para la generación de decenas de MW a bajos costos de producción y operación. Este potencial para la generación de energía eléctrica es estimado por Haraldsson G. (2013) y OLADE (2013) en valores entre 1000 y 2000 MW.

Estado actual de las FNCER en Colombia

Pese al gran potencial con que cuenta el país, a diciembre de 2017, las FNCER suman 926 MW, equivalentes al 5,52% de la capacidad total instalada (16.779 MW) del Sistema

Interconectado Nacional – SIN (Ver Ilustración 8). Del total de estas fuentes predominan los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con 779,1 MW, seguida de la biomasa con 118,7 MW, siendo el 4,64% y 0,71% del total del SIN. Las fuentes eólica y solar han sido poco explorados y su capacidad instalada corresponde a 18,4 MW (0,11%) y 9,8 MW (0,06%) respectivamente. Las fuentes geotérmicas y mares no han sido utilizadas hasta el momento.

Ilustración 8. Parque de generación en Colombia - 2017



Fuente: Elaboración propia. Datos XM

Si bien en la actualidad se habla de un interés de explorar este tipo de fuente, dado su alto potencial en el país, en los últimos años sólo se han materializado los proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y de biomasa proveniente de la cogeneración de ingenios azucareros. (Ver Ilustración 9).

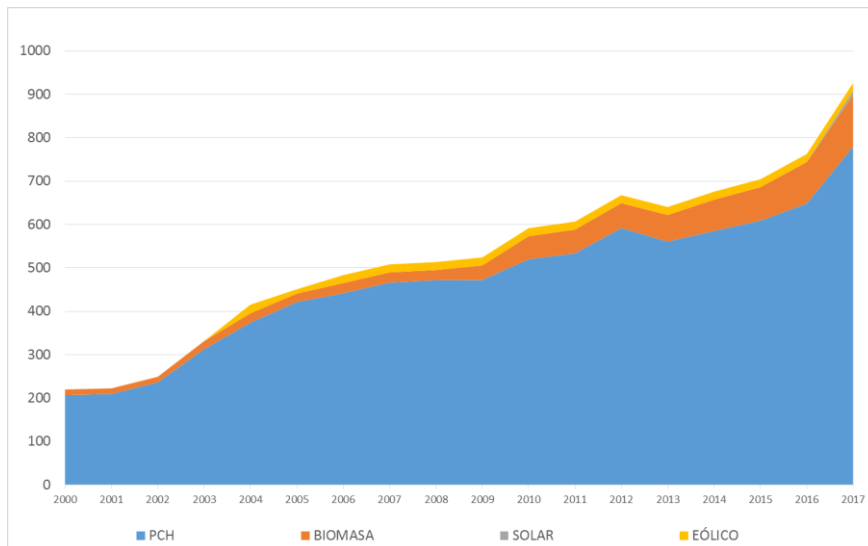
Las PCH han crecido en un 277% desde el año 2000 pasando de 206,7 MW a 779,1 MW en el 2017. Esto equivale a un crecimiento anual compuesto del 8,12%. Para el caso de los proyectos de biomasa, la capacidad instalada pasó de 13 MW en el año 2000 a 119 MW en el 2017, que equivale a un crecimiento simple de 812,7% y un crecimiento anual compuesto del 13,9%.

Pese a los altos porcentajes de crecimiento, los dos tipos de proyectos siguen teniendo una participación mínima en el sistema interconectado nacional. Para el caso de los proyectos de biomasa, su participación nunca ha alcanzado el 1% de la capacidad total del sistema. Las PCH han logrado su máxima participación en el año 2017 con un 4,64% de la capacidad total.



El primer proyecto de generación eólica en Colombia aparece en el año 2004, con una capacidad instalada registrada de 20 MW equivalente al 0,15% de la capacidad del sistema para ese año. A partir de este año no han desarrollado proyectos de este tipo. Para el caso de la tecnología solar, el primer proyecto se registra en el 2017 con una capacidad instalada de 10 MW y representando el 0,06% de la capacidad total del sistema.

Ilustración 9. Evolución de las FNCER en Colombia (2000 – 2017)



Fuente: Elaboración propia. Datos XM

Con esta capacidad instalada las FNCER no han superado el 7% en la matriz de generación. Su máxima representación la tuvieron en el 2017 con una participación del 6,62% (PCH: 5,66%; Biomasa: 0,95%; Radiación solar: 0,01%; Viento: 0,005%).

V. Costo del Fenómeno de El Niño

El sistema de generación de energía eléctrica en Colombia, con el último fenómeno de El Niño (2015 -2016) demostró que sigue siendo vulnerable ante los eventos climáticos y las épocas de sequía pronunciada. Estos eventos siguen produciendo gran estrés al sistema, con riesgo en el suministro físico y alzas considerables en los precios de energía, lo que conlleva a altos costos en los diferentes sectores de la economía.

El Departamento Nacional de Planeación estimó el costo económico que tuvo para el país el último fenómeno de El Niño, calculando los impactos sobre las ramas de la economía a partir de la matriz Insumo – Producto.



Dentro de las implicaciones sectoriales y relacionadas con el sector de generación de energía eléctrica consideraron¹⁶:

- La reducción en la generación de energía hidroeléctrica. Una disminución del caudal de agua implica una menor eficiencia en la producción de energía y una menor cantidad devuelta por las hidroeléctricas. Dados los bajos niveles de los embalses, alcanzados durante El Niño, el gobierno implementó una campaña para cambiar los patrones de consumo de energía y así evitar racionamientos eléctricos.
- La necesidad de importar energía eléctrica desde Ecuador para cubrir la demanda de energía nacional. Debido a los altos niveles de precio del mercado colombiano y a la salida de funcionamiento de algunas termoeléctricas e hidroeléctricas por problemas técnicos o de costos, fue necesario importar energía por un monto de \$37.9 millones de dólares, en comparación a \$1.7 millones del año anterior, según el DANE.
- Dada la reducción de la navegabilidad de algunos ríos, especialmente de aquellos por los que se transporta carga como el carbón utilizado por las termoeléctricas, incrementó el costo de generación de este tipo de centrales.

Estos factores llevaron a tener altos costos para el suministro de energía eléctrica que impactaron los demás sectores de la economía. El estudio realizado por el DNP concluye:

El primer choque, que consiste en una reducción de un 20% en la oferta hídrica de las tres formas de agua aquí analizados (recurso hídrico, agua de acueducto y agua residual), está asociado con una disminución de un 0,17% en la producción del país para el año base, que en pesos de 2015 equivale a una caída de \$1,98 billones de pesos.

Adicionando al anterior resultado, con el segundo choque relacionado con el aumento del 4,5% en los precios de la energía que causó el fenómeno El Niño, se encuentra que el cambio en producción es del -0,27%, que a precios del 2015 corresponde a una reducción del \$3,1 billones de pesos o del 0,6% del PIB del 2015. Lo anterior, en consecuencia, implica que la economía colombiana hubiese crecido en ese año en un 3,7% en vez de un 3,1% si no se hubiese presentado el fenómeno El Niño.

El efecto de choques en la demanda para las actividades de la economía se puede resumir en la siguiente tabla:

¹⁶ DNP. (2017). Efectos económicos de futuras sequías en Colombia: Estimación a partir del Fenómeno El Niño 2015. Documento 466. Dirección de Estudios Económicos. 29 de Noviembre de 2017.



Choque	Diferencia en producción Billones COP 2015	PIB Billones de COP 2015	% del PIB correspondiente a la pérdida de producción
Agua	1,98	531,26	0,37%
Agua y Energía	3,14		0,59%

Fuente: DNP

A partir de este análisis, se puede concluir que los costos atribuidos al impacto de El Niño en la generación de energía eléctrica sobre los sectores de la economía, ascenderían a 1,15 billones de pesos, equivalentes al 0.22% del Producto Interno Bruto del país.

OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

La electricidad no es un bien homogéneo y tiene atributos múltiples

A pesar del progreso tecnológico, todavía no es posible almacenar económicamente grandes cantidades de electricidad y por tanto debe producirse en el instante en que se requiere. Por ello se producen picos de demanda (diarios, semanales y estacionales). La manera más económica de atender los ciclos de la demanda consiste en disponer de plantas con bajos costos variables y altos costos de capital que generen durante la mayoría del tiempo, y de plantas de mayores costos variables y menores costos de capital que generen durante los períodos de mayor demanda. Es decir, la electricidad no es un bien homogéneo, pues en diferentes instantes exige insumos diferentes para su producción. La distribución espacial de las plantas y de la demanda diferencia también a la electricidad en cada nodo de las redes de transmisión y distribución.

Por simplicidad en el cobro y por los altos costos de las tecnologías de medición y procesamiento, los usuarios regulados reciben costos promediados en su factura. La simplificación consiste en vender a un precio promedio toda una canasta de bienes diferenciados, pero se debe insistir en que no se está vendiendo un bien homogéneo. Los avances en reducción de costos y funcionalidad de las redes y medidores inteligentes facilitarán en el corto plazo la diferenciación de los diferentes atributos de la electricidad, y su monetización de acuerdo con el momento y localización en la red.

La electricidad tiene diversos atributos como la potencia (capacidad para cubrir los picos), la energía (producción para cubrir la totalidad del consumo) y la firmeza (atributo definido en Colombia como la capacidad de entregar energía en instantes de escasez, señalizada por precios altos). La combinación de diferentes tecnologías tiene diferentes niveles de riesgo sistémico de abastecimiento (asociado a la correlación positiva de los aportes hídricos de distintas plantas) y de calidad operativa (que requiere variados servicios auxiliares como el control del voltaje, frecuencia y reserva para atender un cierto nivel de contingencias). Algunos de estos atributos del sistema son bienes públicos (cuando todos se benefician de su prestación, pero nadie los suministra sin remuneración adecuada).



Además, las intervenciones en uno de los atributos del sistema generan externalidades (beneficios o costos en otros atributos).

Los atributos múltiples de la electricidad y el alcance de los instrumentos de política pública

La experiencia y la literatura internacionales resaltan que un mercado *spot* puro puede estimular inversiones que no aumentan la dotación de atributos escasos del sistema eléctrico (ver, por ejemplo, Chao, Oren y Wilson 2006). Por ello, el estado debe intervenir para llegar a una mezcla tecnológica con “recursos adecuados” (*resource adequacy* en inglés). En Colombia, el sector público define unas cuotas de energía firme y las asigna entre las tecnologías que puedan proveerla, a través de un mecanismo competitivo (Cargo por Confiabilidad). La aplicación de este instrumento ha mejorado la dotación de energía firme, pero la energía firme proviene de nuevas plantas hidroeléctricas cuya producción está altamente correlacionada por cuenca y por estaciones.

Política pública y regulación: principios y oportunidades

La complejidad técnica, la incertidumbre en la oferta y la demanda, las externalidades y el carácter fundamentalmente “incompleto” e imperfectamente competitivo de los mercados mayoristas de electricidad (Wilson 2002; en parte por economías de escala, en parte por la ausencia de un mercado *forward* de contratos) advierten sobre la dificultad de tratar de resolver con un único instrumento (“el mercado”) todas las responsabilidades que tiene el sector público con respecto al suministro de electricidad.

La argumentación del párrafo anterior recuerda un principio central de la política pública: un instrumento de intervención sólo puede resolver un problema a la vez. Un mercado *spot* competitivo es útil para buscar eficiencia en la formación de precios, pero esta señal de precios es insuficiente para configurar un sistema con atributos balanceados. El Cargo por Confiabilidad resuelve el problema de aumentar la firmeza, pero las energías térmicas, en parte por problemas de coordinación en el abastecimiento de gas natural y de capacidad de su red de transporte durante algunos años, no aumentaron su participación dentro del conjunto de energías convencionales. Por ello, el riesgo sistémico de desabastecimiento no ha disminuido.

Con la aparición de energías renovables no convencionales que tienen costos cada vez menores por cambio tecnológico, pero que son recursos “no-despachables” en un mercado *spot* (ver Council of Economic Advisors 2016), la política energética deberá (i) evaluar, con un enfoque de portafolio, los atributos de costo y riesgo de abastecimiento y (ii) facilitar el ingreso de las FNCER si existe una oferta inferior a la socialmente óptima debido a fallas de mercado. En el contexto del portafolio óptimo de generación que debe impulsar el sector público, la neutralidad se debe examinar en el contexto del objetivo de cada instrumento. Puesto que una tecnología intermitente no es despachable, el Cargo por Confiabilidad no es neutral para las energías renovables. Hay que recordar que una de las motivaciones importantes explícitas del previo Cargo por Capacidad fue estimular



la inversión en energía térmica para reducir la dependencia de las fuentes hídricas, una política pública válida que tuvo éxito temporal.

La hora de las energías renovables no convencionales

En la primera década del siglo XXI, numerosos países desarrollados y altamente consumidores de energía fósil subsidiaron la instalación de paneles en techos y granjas de producción eólica. La política pública de esta primera ola de instalación masiva de renovables no convencionales en esos países se centró en reducir las emisiones de la contaminación por generación con carbón y otros hidrocarburos, y en diversificar las fuentes productoras.

La primera ola generó una velocidad de inversiones totales que se amarró a esfuerzos exitosos de investigación y desarrollo a nivel mundial. La curva de aprendizaje lograda se refleja en la “Ley de Swanson”, una relación empírica que encuentra que el costo de los paneles fotovoltaicos se reduce un 20% al duplicarse la capacidad instalada. Esta curva de aprendizaje se extiende a la energía eólica y al almacenamiento de energía, con reducciones de 14% y entre 15 y 21% en cada uno de estos dos rubros, respectivamente.

De acuerdo con estudios de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA 2016), los costos de la electricidad fotovoltaica y eólica bajarán por la combinación de economías de escala crecientes, cadenas de suministro más competitivas y cambio tecnológico. IRENA plantea que, si se implantan políticas correctas, el costo de la electricidad producida por las dos fuentes no convencionales antes mencionadas podría reducirse entre un 26% y un 59% entre 2015 y 2025.

Los avances tecnológicos y en reducción de costos de producción de energía no convencional coinciden con el desarrollo de nuevos modelos de transacción descentralizada apoyados por las tecnologías de información y comunicaciones. El panorama es muy positivo para generar ganancias de bienestar en una segunda ola de inversiones en energía solar y eólica que ya no requieren subsidios, y que crearán impactos positivos múltiples, además de los menores costos de producción.

Colombia tiene una canasta de producción limpia, representada por un porcentaje alto de hidroelectricidad. Para el país, la incursión de las FNCER va a mejorar aún más esta característica de la generación, sin *trade offs* con el riesgo y los costos totales. Adicionalmente, el análisis de portafolio de las contribuciones de las FNCER de la sección siguiente comprueba que en Colombia:

- Las hidroeléctricas tienen una producción altamente correlacionada entre sí.
- Las FNCER están negativamente correlacionadas con las hidroeléctricas.
- La volatilidad de la oferta total de energía disminuye con la penetración de las FNCER en todos los escenarios de expansión de la UPME.
- La energía firme disponible del sistema aumenta durante los períodos secos en función de la penetración de las FNCER, mejorando el perfil de riesgo de las

Página 20 de 53



hidroeléctricas existentes, debido a la “externalidad” positiva de la producción acumulativa de las FNCER, que no se puede liberar concentradamente en los eventos de escasez.

- Se observa una reducción del precio spot para diferentes niveles de penetración, en parte por la eliminación de restricciones de transmisión en la Costa Caribe.
- Las FNCER reducen las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica y contribuyen al cumplimiento de los compromisos de Colombia con COP21.

Los efectos de reducción de riesgo con la introducción de renovables en Colombia coinciden con los encontrados en los análisis de portafolios de generación en diferentes países (ver por ejemplo el análisis de Adams y Jamasb 2016 para el Reino Unido). Se presenta en Colombia una situación similar a la analizada por DeLaquil, Awerbush y Stroup (2005) en su evaluación del impacto de las energías renovables en el portafolio de la generación del estado de Virginia (Estados Unidos), con apoyo de un modelo de portafolio:

“The benefits of renewable energy are a “common” good that accrues to all and cannot be captured by individual investors. The result is an under-investment in renewable energy relative to societally desirable levels. Government action is required that sets the rules for electricity suppliers to systematically implement renewable energy technologies.”

Hay que anotar que estas recomendaciones se realizaron incluso cuando el costo de la energía renovable era todavía muy alto. En algunos países, el precio promedio de las FNCER ya es inferior al de los contratos con energías convencionales. Pero la eficiencia individual de una tecnología renovable es insuficiente para ingresar al mercado mayorista cuando existen percepciones de riesgo regulatorio, de precios, de contraparte, por la ausencia de un ecosistema tecnológico y cultural favorable, y cuando el principal mecanismo de reducción de riesgo y de entrada al mercado (Cargo por Confiabilidad) no está diseñado para capturar los beneficios sociales enunciados en el párrafo anterior. Este es un rasgo común de la adopción de cualquier tecnología.

Para nivelar la cancha de entrada, se propone usar un mecanismo competitivo para que las FNCER entren al sistema de generación mediante contratos de largo plazo. Así como la subasta del Cargo por Confiabilidad impulsa a las tecnologías que aportan firmeza, el mecanismo de contratos de largo plazo impulsa las tecnologías que balanceen el portafolio de generación en sus atributos de reducción de riesgo sistémico a precios de contratos formados en competencia, que cada vez serán menores por el avance tecnológico.

Balance

Recapitulando, y como se mostrará a continuación, en Colombia, las energías renovables no convencionales: (i) reducirán los riesgos del sistema de generación; (ii) aumentarán la

Página 21 de 53



competencia en generación; (iv) facilitarán la creación de un mercado forward de contratos; (iv) profundizarán el cumplimiento de los compromisos con respecto al Acuerdo de París en materia de reducción de gases de efecto invernadero, protocolizados en la Ley 1844 de 2017; y (v) estimularán la creación de industrias de base tecnológica en el segmento de equipos y servicios sofisticados para la gestión de las nuevas arquitecturas de transacción y la masificación del almacenamiento, que ayudará a modular la intermitencia de la producción no convencional.

Además de los nuevos actores que van a ingresar al mercado mayorista, los generadores actuales pueden aprovechar esta segunda ola para construir portafolios de unidades generadoras con producción total menos volátil y reemplazar las plantas que ya cumplieron su vida útil con generación de costos promedios menores que los actuales.

Referencias citadas

Adams, R. y T. Jamasb. 2016. "Optimal Power Generation Portfolios with Renewables: An Application to the UK." Cambridge Working Papers in Economics 1646. University of Cambridge.

Chao, H. P., S. Oren y R. Wilson. 2006. "Alternative Pathway to Electricity Market Reform: A Risk-Management Approach." Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences.

Council of Economic Advisors. 2016. Incorporating Renewables into the Electric Grid: Expanding Opportunities for Smart Markets and Energy Storage. Washington, D.C.: Executive Office of the President of the United States.

IRENA. 2016. "Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics." IRENA, Abu Dhabi.

DeLaquil, P., S. Awerbuch y K. Stroup. 2005. "A Portfolio-Risk Analysis of Electricity Supply Options in the Commonwealth of Virginia." Financiado por la Blue Moon Foundation.

Wilson, R. 2002. "Architecture of power markets." *Econometrica* 70: 1299-1340.



I. Complementariedad y adaptabilidad

Considerar las complementariedades espaciales y temporales entre diferentes recursos energéticos es un requerimiento que se debe tener en cuenta al momento de buscar la atención la demanda de energía eléctrica de forma óptima.

En este sentido, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 consagra que dentro de los principios que rigen la prestación del servicio de energía eléctrica, el principio de adaptabilidad, que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. Adicionalmente, el artículo 12 de la misma Ley establece que: *“La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”*.

En un país como Colombia, donde más del 70% de la capacidad instalada y la energía generada proviene de un único recurso, principalmente centralizado, los análisis de complementariedad deben ser considerados para la expansión del sistema eléctrico teniendo en cuenta las fuertes afectaciones climáticas que dicho recurso presenta.

Los estudios de complementariedad dependen de la disponibilidad de las fuentes energéticas para generar energía eléctrica, la cual está condicionada por variables espaciales y temporales; esta variables están restringidas, entre otros aspectos, por la localización geográfica, las condiciones climáticas, la contaminación ambiental, topografía del terreno, etc., resaltando que entre más dispersas se encuentren las fuentes energéticas, menor probabilidad existe que se vean afectadas por el mismo fenómeno.

Referente a estudios de complementariedad existe el antecedente de Brasil, que al igual que Colombia cuenta con una matriz eléctrica altamente dependiente del recurso hídrico. En un estudio realizado por la empresa eléctrica del estado de Paraná, COPEL¹⁷, donde se usaron series de tiempo eólicas y de flujos de agua de 21 años, encontraron diferentes correlaciones entre los potenciales hidráulicos y eólicos según la ubicación del sistema eléctrico, encontrando correlaciones positivas (no complementarias) para el subsistema eléctrico sur y fuertes correlaciones negativas para el subsistema eléctrico sur-este. Adicionalmente encontraron que si bien existe mayor variabilidad horaria y diaria de las velocidades de viento, en una escala de largo plazo (meses y años) la energía eólica ofrece mayor estabilidad.

¹⁷ Banco Iberoamericano de Desarrollo. Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia, 2017. p. 20



Por otra parte, en Uruguay se realizó un estudio¹⁸ basado en datos de entrada de series de tiempo, para el caso eólico en una medición de dos años en 7 sitios distribuidos geográficamente en todo el país, y para el caso solar usaron registros de variables de irradiación de estaciones ubicadas en 8 puntos distintos. En el estudio se destaca la correlación positiva entre el recurso eólico y a la demanda, mientras que en el caso de la energía solar existe una correlación negativa con el recurso hidráulico.

De un estudio realizado por el grupo de investigación de Energía, Ambiente y Economía de la Universidad de los Andes, para el caso Colombiano, la Ilustración 10 presenta el coeficiente de correlación (Pearson) entre plantas de todas las tecnologías, usando únicamente los aportes hídricos anuales de las plantas que componen el sistema de generación nacional. A partir de los datos obtenidos, se establece la correlación directa positiva entre plantas hidroeléctricas incluyendo periodos de hidrología crítica bajo la cual la mayoría de las cuencas presentarán el mismo comportamiento. En la franja anaranjada, los coeficientes de correlación son negativos, lo que muestra la complementariedad entre aportes hídricos entre algunas regiones.

El mayor potencial para generación FNCER (eólico y solar) está negativamente correlacionado con las hidroeléctricas. De hecho, al incluir series solares y eólicas, es posible identificar coeficientes de correlación alrededor de $r = -0.74$, fuertemente negativos e indicadores de complementariedad entre estos (series de recurso solar y eólico) y gran parte de los aportes hídricos históricos de las mismas plantas que componen el SIN, como se observa en la Ilustración 11.

¹⁸ Ibid, p. 21

Ilustración 10. Nivel de correlación aportes hídricos SIN. Coeficiente de Pearson.

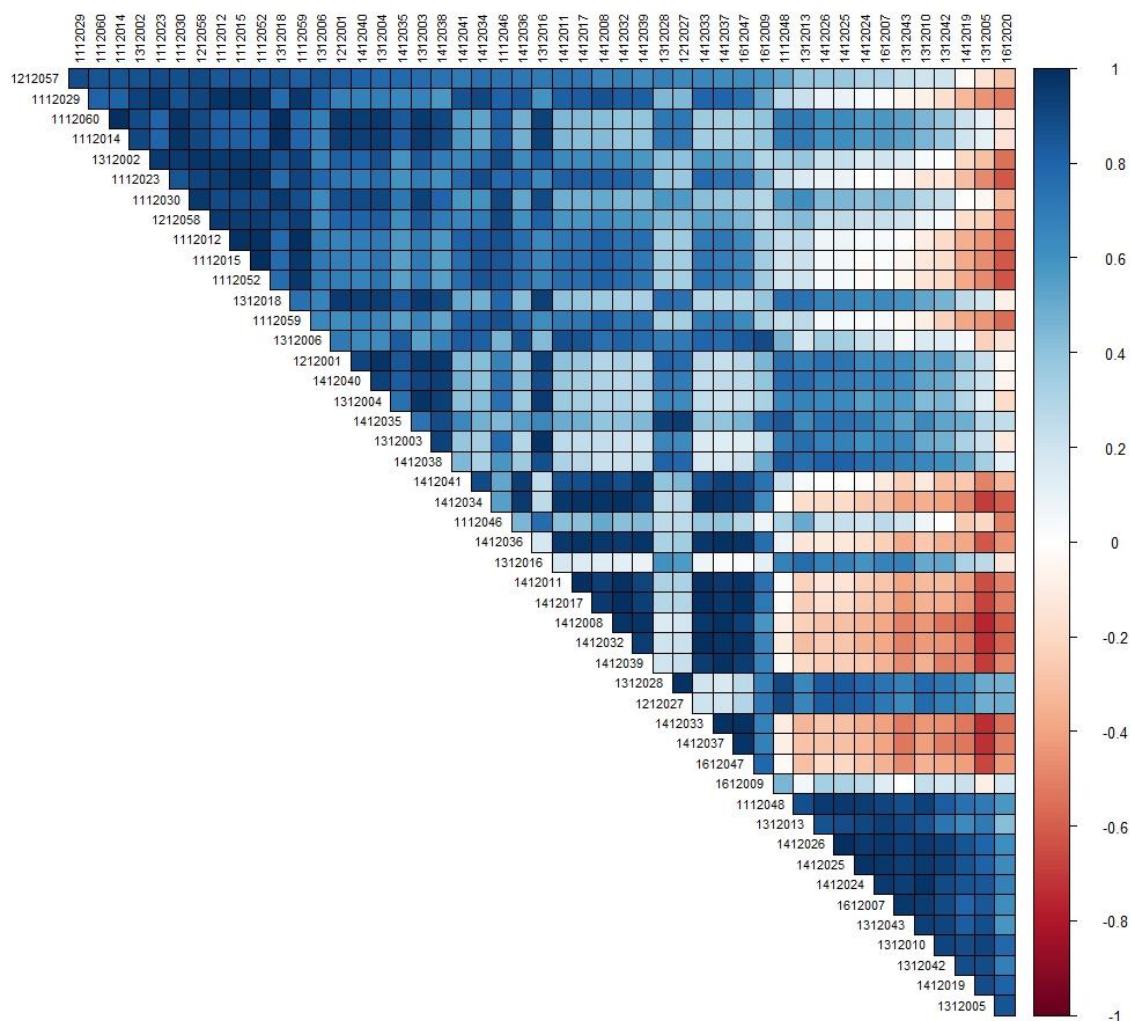
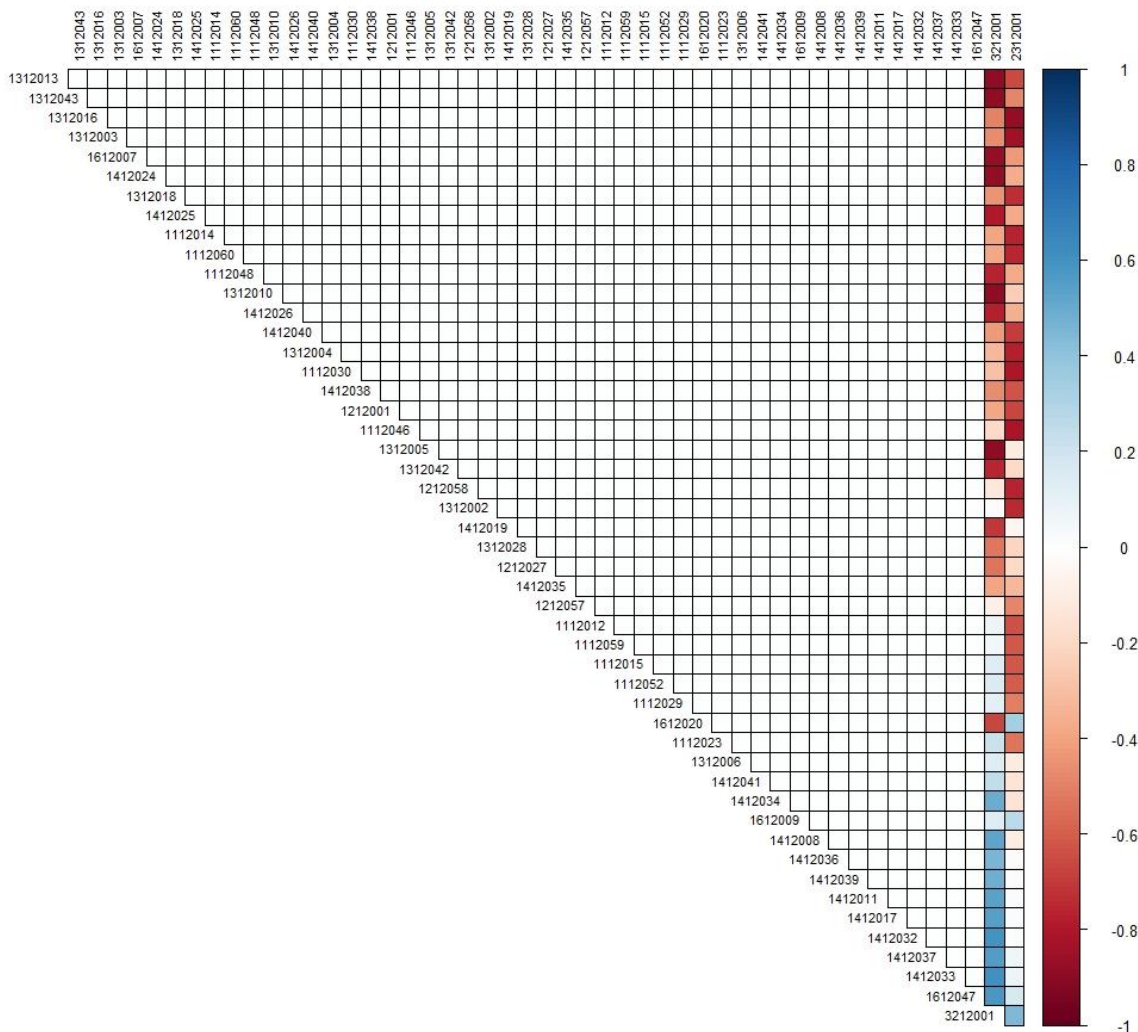




Ilustración 11. Nivel de correlación aportes hídricos SIN y series históricas de viento y radiación solar (Región Caribe). Coeficiente de correlación de Pearson.



Se observa que la correlación entre recursos disminuye con un aumento de la distancia entre ubicaciones existentes y potenciales. Para el caso de interés se utilizó información de viento y radiación en la Región Caribe, encontrándose una fuerte complementariedad con los aportes hídricos localizados en las regiones Centro y Centro-Occidente y una fuerte disminución con las regiones Sur y Sur-Oriente del país, como se muestra en la Ilustración 12. Durante el análisis se identificaron 5 regímenes de aportes hídricos a nivel nacional. Para todos estos regímenes, los recursos eólico y solar se encuentran negativamente correlacionados durante los primeros 4 meses del año, que hacen parte del verano eléctrico del país.



Ilustración 12. Coeficientes de correlación de Pearson para algunas localizaciones de interés (norte a sur).



Cadena de generación	Coefficiente de correlación (Pearson)
Porce III	-0.79
Guatapé	-0.78
Miel I	-0.37
Chinchiná	-0.51
Chivor	-0.09
Embalses Cundinamarca	-0.25
Quimbo	0.04

En la Ilustración 13 se presentan los incrementos porcentuales en el nivel del embalse agregado en 3 casos obtenidos, utilizando el modelo MPODE para el período 2006-2016. Los cálculos replican el despacho del sistema, a los que se añade un hipotético parque eólico de 376 MW en 3 casos. Para compensar la capacidad añadida en 2006, se incrementó la demanda de acuerdo con el factor de capacidad del parque (caso CFD) y en el 50% del mismo (caso RCFD). Finalmente, el caso OD incluye el parque eólico sin modificación de la demanda.

La Ilustración 13 evidencia que la presencia del parque eólico en el portafolio de generación nacional resulta en un mejor uso del embalse agregado, que produce ahorros acumulativos de agua embalsada que se hacen evidentes al final del estudio, coincidiendo con el Fenómeno del Niño. La máxima diferencia entre el caso base y el caso OD se presenta en noviembre de 2016 y equivale a 2862 GWh, mientras que por ejemplo en el período crítico de marzo de 2016, la diferencia fue de 2456 GWh (correspondientes respectivamente al 17% y al 14% del volumen máximo útil reportado por XM).

La Ilustración 14 presenta resultados similares, pero el incremento porcentual de energía almacenada en el embalse se calcula para cada mes del análisis con respecto al nivel de embalse en el caso base. Esto facilita cuantificar el efecto positivo de la complementariedad pues, en el momento más crítico del Fenómeno del Niño 2015-2016, la energía almacenada en el embalse agregado aumenta aproximadamente un 150% con respecto al caso sin parque eólico.



Ilustración 13. Nivel del embalse agregado en el período 2006-2016 con (CFD, RCFD, OD) y sin (Base) parque eólico.

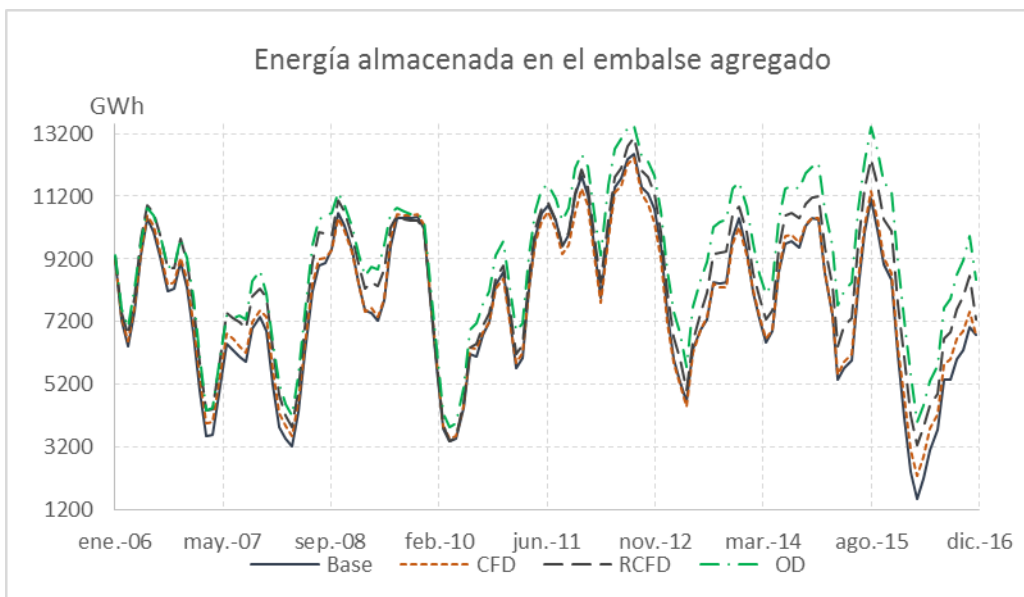
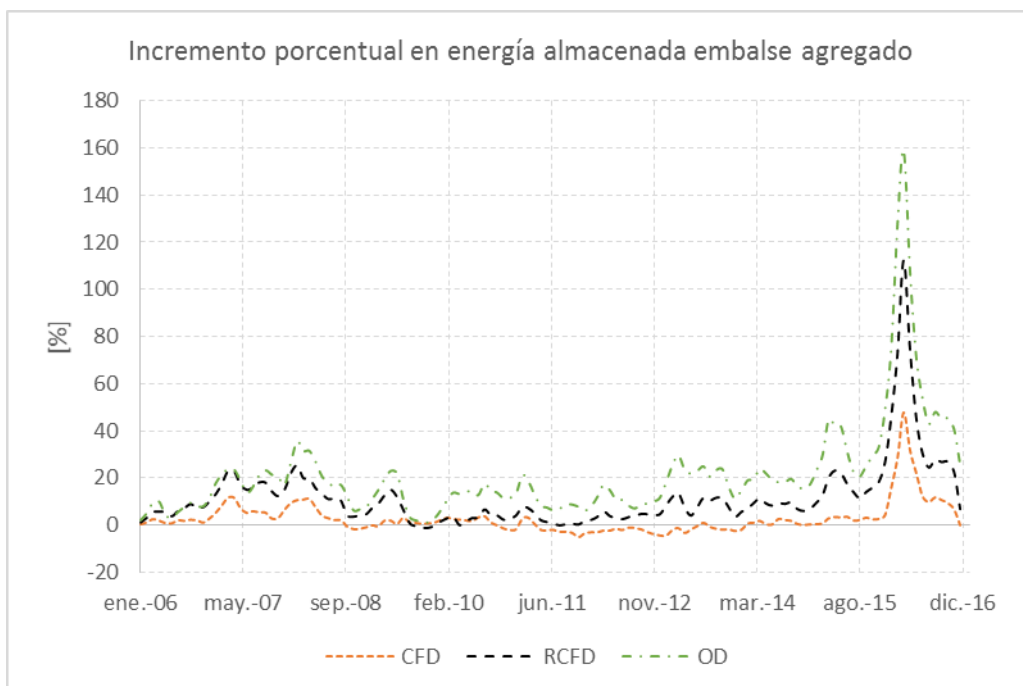


Ilustración 14. Incremento porcentual en energía almacenada embalse agregado.





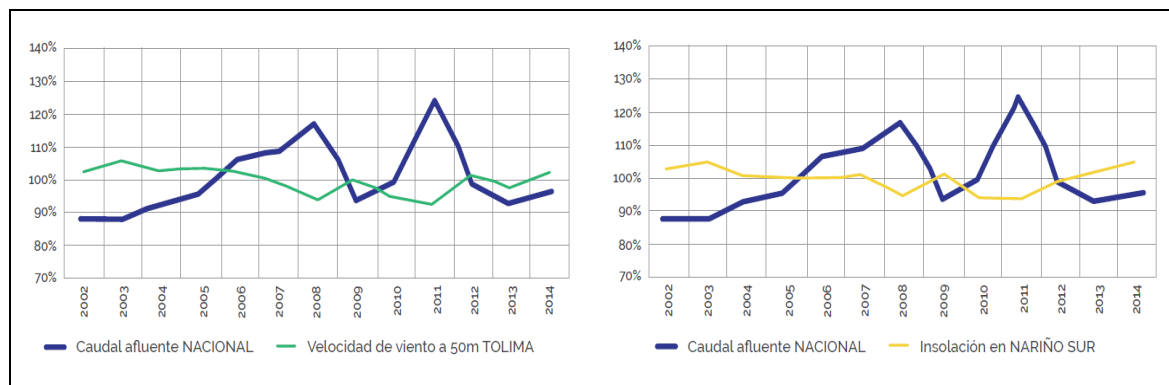
Los niveles de correlación evidenciados señalan un aporte a la confiabilidad por la generación acumulada previa a los instantes de escasez, como se refleja en el nivel agregado del embalse.

El BID¹⁹ realizó un análisis de complementariedad temporal y espacial de los recursos eólicos y solares según su relación con la hidrología para Colombia, donde consideró, entre otros aspectos: a) los valores medios de la velocidad del viento y de la irradiación solar, b) la ubicación de parques naturales protegidos, c) la ubicación de la red de transmisión, d) la existencia de carreteras, e) Ubicación de centrales hidroeléctricas existentes y en construcción, y datos sobre caudales fluviales de afluentes,

En este estudio se observa una amplia variedad de correlaciones estacionales, en términos generales, observando grandes coeficientes de correlación estacional negativos entre centrales hidroeléctricas del norte y sitios eólicos/solares del norte, y centrales hidroeléctricas del sur y sitios eólicos/solares del sur.

Por otra parte, en la Ilustración 15 se observan complementariedades interanuales de los recursos hidrográficos, con potenciales eólicos y solares en regiones específicas. Adicionalmente se observa la estabilidad de los recursos solares y eólicos en un periodo interanual.

Ilustración 15. Curvas Medias normalizadas de los caudales afluentes del grupo nacional de ríos y datos del viento a 50m de altura correspondientes al sitio con coeficiente R interanual más negativo (a la izquierda) y datos solares del sitio con coeficiente R interanual más negativo (derecha)



Fuente: Banco Iberoamericano de Desarrollo. Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia, 2017. p. 54

¹⁹ Ibid. p. 28-60



II. La diversificación como una estrategia para la resiliencia

Una matriz de generación confiable, resiliente y eficiente está compuesta por diversas fuentes y tecnologías de generación, que garantizan, en conjunto, la prestación costo-efectiva del servicio de energía eléctrica.²⁰ Si bien la regulación no debe buscar *per se* la cuantificación precisa de una meta específica de diversificación de la matriz energética²¹, si debe reconocer la necesidad de la diversificación²² para mantener confiabilidad, desarrollar resiliencia y fomentar eficiencia tanto en la operación del parque generador como en su formación de precios.

La composición del mix de generación requiere una oferta diversa, sin que esto signifique máxima diversificación; requiere reducir la dependencia de una sola fuente y/o tecnología, reconociendo que un conjunto variado de alternativas aporta costos y características de desempeño diferentes que fortalecen la robustez del sistema.²³

La Ilustración 16 muestra las características ambientales, de costo y de desempeño para varias tecnologías de generación. Es claro que ninguna fuente o tecnología de generación cumple con todas las características para proveer un sistema confiable, resiliente y eficiente. Cada tecnología tiene sus propias limitaciones y en muchas instancias es complementaria con otras.

En este marco, la Ilustración 7 muestra la evolución de la matriz energética Colombiana en términos de porcentaje de generación por fuente durante los últimos cuatro años. La marcada dependencia del recurso hídrico implica que el sistema asume un alto riesgo cuando queda expuesto no solo a posibles eventos climáticos extremos, sino también a fluctuaciones abruptas en los precios de aquellos combustibles fósiles con una alta correlación.

Una mayor diversificación de la oferta energética conllevaría a una mayor robustez y menores consecuencias nacionales adversas ante eventos externos extremos de cambio climático o volatilidad de precios de combustibles fósiles. Cuando el sistema tiene una mayor variedad de plantas de generación con características complementarias, puede adaptarse mejor ante cualquier tipo de cambio de estado externo.

Por ejemplo, de acuerdo con un estudio del Banco Mundial²⁴, el paulatino calentamiento del planeta tiene efectos marcados en la generación de energía eléctrica debido a que el aumento de las temperaturas modifican el patrón y la cantidad de la demanda, los flujos

²⁰ IHS Markit. 2017 "Ensuring Resilient and Efficient Electricity Generation: The value of the current diverse US power supply portfolio"

²¹ Costello K. 2007 "Diversity of Generation Technologies: Implications for Decision-Making and Public Policy". The Electricity Journal.

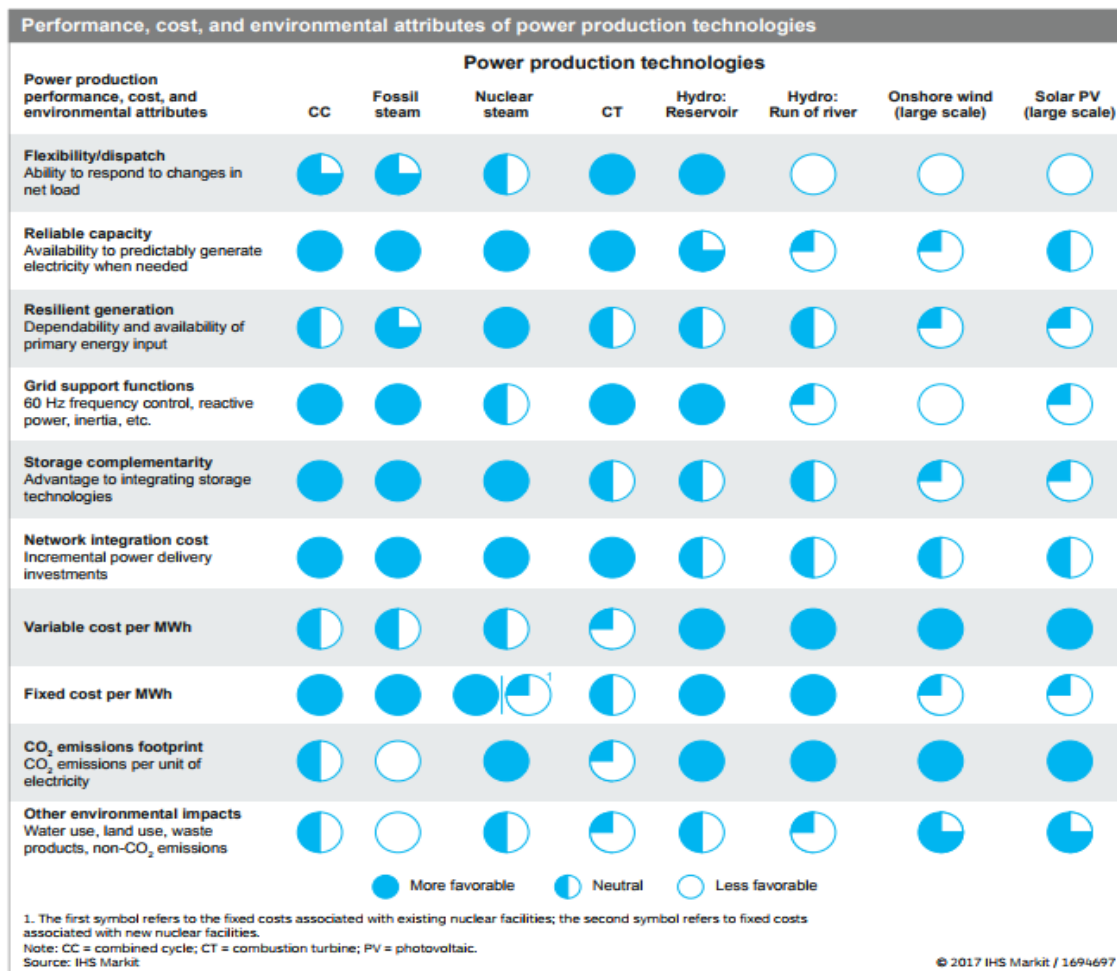
²² IHS Markit. Op. Cit.

²³ Ibid.

²⁴ Ebinger J., Vergara W. 2011. "Climate Impacts on Energy Systems: Key Issues for Energy Sector Adaptation" The World Bank

hidrológicos que garantizan una correcto abastecimiento de la generación hidroeléctrica y la eficiencia de la generación térmica que requiere un importante abastecimiento de agua para procesos de enfriamiento.

Ilustración 16. Características comparativas de tecnologías de generación de energía eléctrica



Fuente: IHS Markit. 2017 "Ensuring Resilient and Efficient Electricity Generation: The value of the current diverse US power supply portfolio"

Para el Sistema Eléctrico Colombiano, un resultado robusto ocurriría entonces cuando un fenómeno climático como el mencionado, u otros, como un posible desabastecimiento o un alza repentina de precios de un determinado combustible, tiene un mínimo efecto tanto en la operación como en la formación de los precios de generación.



Dado el alto grado de aversión al riesgo inherente a la prestación del servicio, la diversificación del parque generador refleja una respuesta de política racional para evitar resultados catastróficos operativos, financiera y socialmente.²⁵

La diversificación de un parque generador es analizada principalmente desde tres teorías²⁶:

- a) El índice de Shannon-Wiener (SWI)
- b) El Índice Herfindahl-Hirschman (HHI)
- c) La teoría de Portafolios de Media-Varianza

Cada metodología presenta ventajas y limitaciones en el cálculo y aplicación al contexto de la generación de energía eléctrica, y en general, no existe un consenso académico y/o práctico internacional sobre cuál es la mejor metodología para evaluar la diversificación de una matriz. A continuación se presenta el análisis y cálculo de los índices SWI y HHI para la matriz colombiana, desde el punto de vista de tipo de recursos para generación de energía eléctrica.

El índice de Shannon – Wiener fue formulado para la medir la diversidad ecológica y es muy común su aplicación para la medición de la diversificación de matrices de generación. El índice toma un valor teórico extremo de 6.9, aunque un valor deseable de diversificación de una matriz de generación es generalmente 2²⁷. La matriz de generación de Estados Unidos por ejemplo presentaba índices de SWI de 1.46 en 1978 y 1.30 en 2005, con proyección de 1.19 para 2030²⁸. En contraste, en la Ilustración 17 se puede observar la evolución del índice SWI para la matriz colombiana, que mantiene un promedio de 0,8 entre 2013 y mediados de 2015 y presenta máximos valores para el periodo 2015-2016, lapso que coincide con el último Fenómeno de El Niño. Además, la matriz presenta el índice más bajo de los últimos 5 años en la segunda mitad de 2017 debido al fuerte aumento de las lluvias en el país en los últimos meses de 2017.

²⁵ Costello K. Op. Cit.

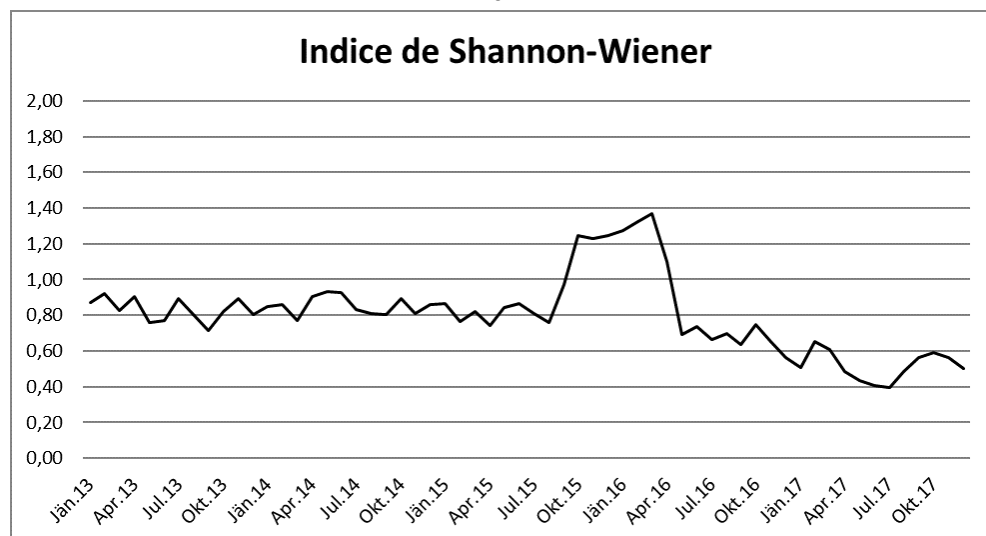
²⁶ Molyneaux, Lynette, Brown, Colin, Wagner, Liam and Foster, John. 2016. Measuring resilience in electricity generation: an empirical analysis. School of Economics, Energy Economics and Management Group. University of Queensland

²⁷ Costello K. Op. Cit

²⁸ Ibid



Ilustración 17. Índice de Shannon-Wiener para el parque de generación colombiano 2013 – 2017

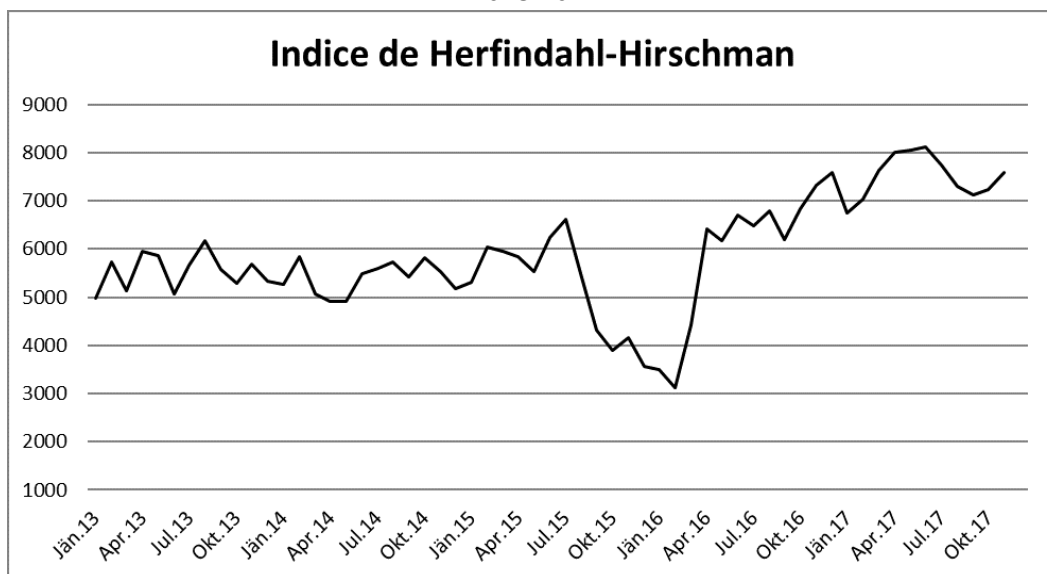


Fuente: Datos: XM Elaboración Propia

El **Índice de Herfindahl-Hirschman HHI**, en contraposición al SWI mide la concentración en un determinado sector económico y es utilizado para evaluar el poder mercado de las firmas. Su aplicación para evaluar la diversificación de una matriz de generación arroja un valor máximo esperado de 2000. La Ilustración 18 muestra el HHI para la matriz colombiana durante los últimos 5 años. El comportamiento del HHI del mix de generación colombiano es muy parecido al SWI, con un promedio de 5500 durante el periodo 2013-2015, y alcanzando un mínimo durante el último Fenomeno de El Niño (2015-2016). El récord máximo de 8000 se alcanzó en el tercer trimestre del 2017, lo que ratifica la alta dependencia que el parque generador colombiano tiene del recurso hidráulico.



Ilustración 18. Índice de Herfindahl-Hirschman para el parque de generación colombiano 2013-2017



Fuente: Datos: XM Elaboración Propia

De acuerdo con la teoría de portafolios, la diversificación no debe limitarse a la maximización del rendimiento esperado y/o la minimización del riesgo de un determinado portafolio (i.e., conjunto de activos de generación). Por el contrario, la diversificación significa gestionar el riesgo a un costo aceptable considerando tanto el grado como la naturaleza de la aversión al riesgo del inversionista, en este caso aquella inherente a la prestación del servicio.

Esto implica que en un estado deseable de diversificación, un sistema tendría componentes de generación heterogénea caracterizados por disparidad mutua, que garantizaría que la ocurrencia de eventos adversos afecte las fuentes y/o tecnologías de diferente manera, sin poner en riesgo la prestación del servicio. Sin embargo, como se mencionó, la diversificación *per se* no debe ser un objetivo, sino que la elección de la diversificación debe recaer en su habilidad por propender el cumplimiento de otros objetivos, tales como resiliencia, disminución de emisiones de GEI, desarrollo sostenible, entre otros.

Así mismo, la adición de nueva capacidad al sistema debe procurar el cumplimiento de dichos objetivos, mediante una combinación óptima y complementaria que resulta en un mix donde la diversificación debe ser un medio para la alcanzar dichos objetivos. La complementariedad se refiere a las características de una tecnología individual para compensar por las deficiencias y/o desventajas de otras (i.e., correlaciones negativas de activos en un determinado portafolio) de manera que el riesgo total del portafolio es menor que el riesgo de cada activo individual.



Adicionalmente, la valoración de la nueva adición de capacidad depende en mayor medida del grado de articulación que esta posea con el parque existente (i.e., valoración de la adición de un nuevo activo financiero en un portafolio existente) que de la evaluación independiente de las ventajas y/o desventajas de cada tecnología.

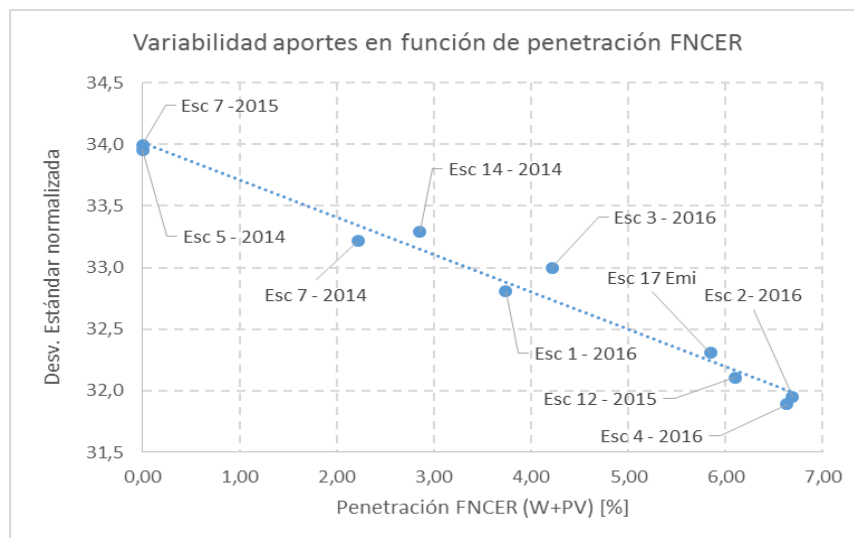
Sin embargo, aunque la diversificación sea un resultado colateral, es de anotar que combinaciones extremas de portafolios (i.e., baja diversificación) implican en general, asumir un riesgo muy alto, al tener, como en el caso Colombiano, una dependencia demasiado alta de una sola tecnología en la matriz de generación, más allá de que el mix sea costo-eficiente.

Del mismo estudio realizado por el grupo de investigación de Energía, Ambiente y Economía de la Universidad de los Andes, se puede evidenciar que la volatilidad de la oferta total de energía disminuye con la penetración de las FNCER en todos los escenarios de expansión de UPME, como se muestra a continuación.

A partir de las proyecciones de los aportes energéticos totales, obtenidas con modelos propios y MPODE que incluyen velocidades de viento y radiaciones solares, se calcularon series de energía disponible mensual con factores promedio de conversión para cada tecnología. Esta metodología simplificada no considera las decisiones de gestión de los embalses de los agentes.

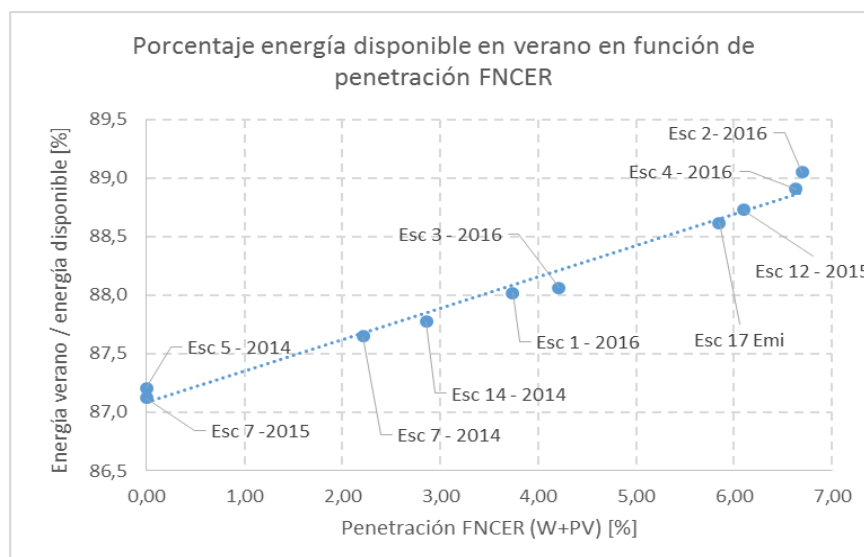
En la Ilustración 19 se aprecia, para 9 escenarios de expansión en generación diseñados por la UPME en los planes de expansión 2014-2028, 2015-2029 y 2016-2030, la desviación estándar de las series de energía disponibles, normalizadas por la media de cada una para hacer comparables escenarios de diferentes planes, en función de la penetración FNCER (eólica y solar). Se observa que la penetración de renovables resulta en menores desviaciones estándar de los aportes energéticos del portafolio, con lo que se reduce el riesgo para el sistema. Esto disminuye los costos de financiación y de cobertura de riesgo de todos los agentes (externalidad positiva).

Ilustración 19. Relación entre variabilidad de los aportes energéticos y la penetración FNCER.



Igualmente, en el estudio se establece que la energía firme disponible aumenta durante los períodos secos en función de la penetración de las FNCER, con lo que se mejora la confiabilidad durante los períodos de escasez.

Ilustración 20. Relación entre energía disponible en los veranos eléctricos y penetración FNCER.





Al considerar la relación entre aportes energéticos durante los meses de verano eléctrico y los aportes totales, se observa que la energía disponible en los meses de verano aumenta con la penetración de FNCER, como se muestra en la Ilustración 20. Se asumen que los meses de verano van de diciembre a marzo del siguiente año, que coinciden con los períodos en los que el sistema ha sufrido históricamente los efectos del fenómeno del Niño.

La diversificación del parque generador a través de un amplio portafolio de fuentes energéticas tanto descentralizadas como centralizadas, se convierte entonces en un plan integral de contingencia para incrementar la resiliencia, la adaptabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico ante grandes incertidumbres climáticas y así mismo disminuir la vulnerabilidad del sector ante sequías severas. En el caso colombiano, un mayor nivel de diversificación está relacionado entre otros con la resiliencia del sistema y la seguridad energética, evitando por ejemplo, que ante una emergencia climática, no se tenga que recurrir solo a la generación termoeléctrica aumentando considerablemente las emisiones de GEI y ocasionando efectos indeseables en la economía debido a sus altos costos de producción.

El creciente uso de FNCER en la matrices de generación mundiales han sido principalmente un resultado de cumplir con restricciones medioambientales, sin embargo esto ha desencadenado en una estrategia de diversificación tecnológica y espacial aprovechando la naturaleza modular²⁹ de las FNCER y su complementariedad con fuentes de generación convencionales.

III. Competencia y eficiencia en la formación de precios

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece los criterios para definir el régimen tarifario de las empresas de servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el de eficiencia económica, según el cual:

“Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. (...)”

Frente a este principio, vale la pena rescatar lo señalado en el documento “*Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y*

²⁹ Llano Fernando, Calvo Anxo, Portos Martin 2012. “The Problem of Determining the Energy Mix: from the Portfolio Theory to the Reality of Energy Planning in the Spanish Case”. European Research Studies



conclusiones” elaborado por EY y Enersinc para el Departamento Nacional de Planeación (DNP) según el cual “(...) sigue existiendo debate sobre la capacidad del mercado eléctrico de producir precios eficientes y de que sus beneficios se trasladen a las tarifas de los usuarios finales, dadas las características del mismo que lo alejan del ideal económico de mercado perfectamente competitivo (...).”

De la misma manera, en este documento también se elabora sobre el mercado de contratos para establecer que “[t]ambién se ha señalado el mercado de contratos como una debilidad crítica del modelo (Fedesarrollo, 2009; ECSIM 2013), el cual presenta un notorio atraso en la estandarización de los mismos, periodos de contratación cortos y falta de liquidez del mercado. Además, el sistema sigue siendo vulnerable a eventos climáticos, y las épocas de sequía pronunciada siguen produciendo gran estrés al mismo, con riesgo en el suministro físico y alzas apreciables en los precios de energía (...)”. En este punto vale la pena recordar que en el Fenómeno de El Niño 2015-2016 se alcanzaron precios de bolsa de más de \$1500 COP/kWh.

De otra parte, en el documento “*Propuestas de reforma del mercado eléctrico colombiano*” elaborado por Cadena et al. se resumen las principales recomendaciones de varios estudios contratados por el DNP y otros agentes del Sector. Así, para el estudio elaborado por MacRae y Wolak (2016) se señala que los autores “(...) [c]oncluyen que el mecanismo diseñado e implementado en Colombia parte de un número de parámetros difíciles de establecer, da incentivos perversos para los agentes generadores y posibilidades de ejercicio de poder de mercado. Los autores proponen la utilización de un mecanismo alternativo para garantizar la suficiencia del suministro a precios eficientes consistente en un esquema de contratos estandarizados de energía y la entrada de agentes puramente financieros.” De esta manera, se encuentra conveniente proponer un mecanismo de contratación de largo plazo que permita la formación eficiente de los precios de la energía.

Respecto del mercado de contratos, en el documento de Cadena et al. se establece que “Jara (2016) señala las características (indeseadas) del mercados (sic) de contratos hoy: opacidad en los precios y en general en las operaciones efectuadas, iliquidez del mercado, propensión a discriminar precios según el agente interesado (lo que en casos extremos impide el acceso al mercado de coberturas a algunos agentes) y diferenciación notable entre el precio de contratos para el mercado regulado y el no regulado; así como, la notable ausencia de garantías estrictas, hay agentes que no pueden participar por no cumplir condiciones crediticias y es posible que costos crediticios se incorporen en los contratos. Subraya que se han llevado a cabo muy pocas operaciones a través de DERIVEX, posiblemente por los costos de las garantías exigidas por la Cámara de Riego Central de Contraparte (CRCC), o por la falta de vendedores (los generadores prefieren las rentas que obtienen en el Mercado Spot y en el Mercado de Contratos).”

De igual manera, sobre el mercado de corto plazo, o mercado *spot*, destacan que “EY-enersinc (2016) señalan que este mercado presenta: (i) falta de firmeza y flexibilidad en el



mercado diario, (ii) problemas en la formación de precios, (iii) vulnerabilidad al ejercicio de poder de mercado y (iv) falta de participación de la demanda en el mercado.”

Finalmente, sobre la entrada de energías renovables en el mercado de energía mayorista colombiano, señalan que *“El actual Cargo por Confiabilidad (CxC) trata de resolver el problema de “adecuación de la capacidad” de generación mediante subastas convocadas por la CREG. El producto subastado es energía firme, un atributo escaso en el mercado de energía por el predominio de generadores hidráulicos con escasa capacidad de almacenamiento, que traslada los choques de oferta (que suceden durante los episodios de El Niño y La Niña) en altas variaciones de precios y en riesgos de racionamiento durante condiciones extremas de El Niño. El CxC fue diseñado en el contexto de la generación convencional, y no es instrumental para acomodar el ingreso de las energías renovables no convencionales (solar y eólica), que por definición son intermitentes”.*

En el mismo sentido, las energías renovables *“(…) requieren un instrumento de ingreso que complemente de manera importante estas propuestas. Las experiencias internacionales en diferentes mercados indican que un instrumento práctico de ingreso y remuneración de parques de energía renovable de tamaño mediano y alto son los contratos de largo plazo. Para ello, la política energética debe definir unas cuotas de energía renovable y subastar, en el formato de precios descendentes, tales contratos. La duración de estos contratos puede ser de máximo 10 años, para no bloquear el futuro ingreso de tecnologías cada vez más económicas.”*

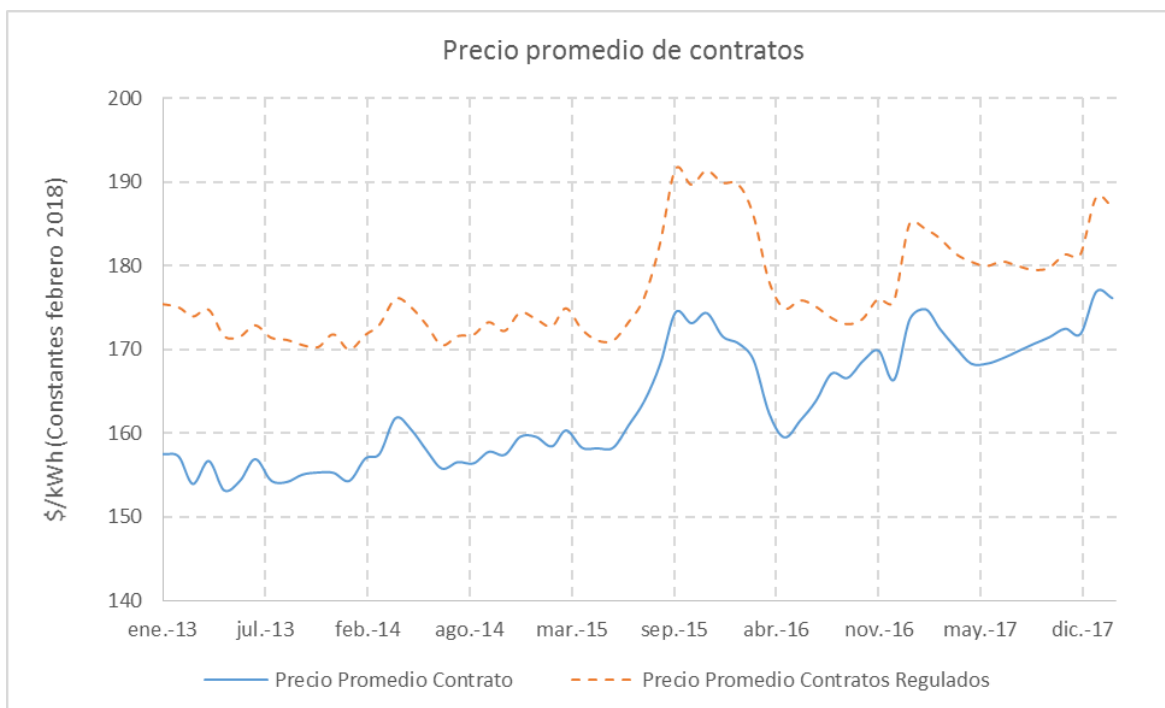
Para ilustrar este efecto, el mencionado estudio del grupo de investigación de Energía, Ambiente y Economía de la Universidad de los Andes, muestra que los precios del mercado spot disminuyen con un aumento en los niveles de penetración de las FNCER, en parte por la eliminación de restricciones (Costa Caribe).

Los proyectos con FNCER aportarán a la formación de precios eficientes en los distintos mercados del país. Primero, de acuerdo con los resultados de procesos internacionales de contratación a largo plazo, es de esperar que el mecanismo propuesto por el Ministerio resulte en precios menores al precio promedio de contratos del mercado colombiano, mostrados en la Ilustración 21. Esto le daría la oportunidad a la demanda de acceder a energía con un precio bajo y estable en el largo plazo.

Segundo, el efecto de orden de mérito en el mercado *spot* por la entrada de FNCER es una razón adicional para promover la subasta de largo plazo. El análisis retrospectivo presentado en el contexto de incrementos en el nivel del embalse agregado también mostró posibles reducciones de costos marginales (obtenidos con MPODE) y precios (calculados reconstruyendo el despacho ideal, en la metodología *Spot Market Reconstruction*). Las reducciones promedio se presentan en la siguiente tabla.



Ilustración 21. Precio promedio de contratos (total y para usuarios regulados).



Metodología	Periodo de tiempo	OD [USD/MWh]	OD [%]	RCFD [USD/MWh]	RCFD [%]	CFD [USD/MWh]	CFD [%]
SMR	Análisis completo	2,05	2,52	1,04	1,28	0,00	0,00
	El Niño	3,57	2,31	2,02	1,31	2,02	1,31
MPODE	Análisis completo	1,90	3,34	1,06	1,86	0,30	0,53
	El Niño	2,35	3,36	0,87	1,24	0,41	0,58

* Reducciones de precio debidas al parque eólico de 376 MW en el período 2006-2016.

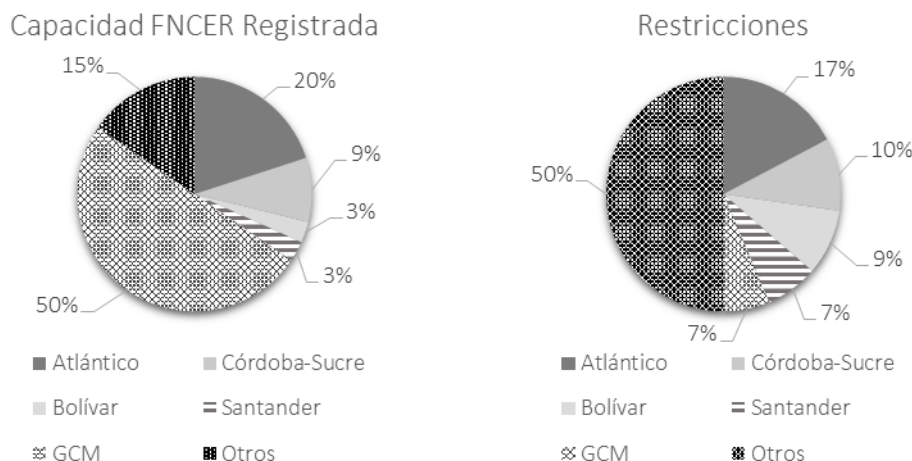
En función del incremento de demanda de cada escenario, se obtienen diferentes reducciones de precio o costo marginal. Es necesario notar que, aún en el escenario CFD, cuando la demanda se incrementó en su límite superior (correspondiente al factor de capacidad del parque), utilizando MPODE aún se encontraron pequeñas reducciones en el costo marginal, debidas principalmente a un mejor uso del recurso hídrico.

Finalmente, las FNCER contribuirán a la eliminación de las restricciones que se presentan en la zona norte del país. Las siguientes gráficas presentan las proporciones



de restricciones y de proyectos FNCER inscritos (a octubre de 2017) en las regiones con mayor potencial disponible.

Ilustración 22. Capacidad FNCER registrada y restricciones por región.



Las regiones Atlántico, Córdoba-Sucre, Bolívar, Santander y GCM (Guajira-Cesar-Magdalena) acumulan el 85% de la capacidad FNCER inscrita en la UPME (correspondiente a 3008 MW de 3554 MW totales) y en ese mismo grupo de regiones se concentra el 50% de las restricciones referenciadas en el Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016 presentado por XM. El levantamiento de restricciones es clave a la hora de reducir emisiones y costos para la demanda, puesto que éstas resultan generalmente en energía térmica despachada fuera de mérito.

Sobre los niveles de concentración del mercado

En el mismo concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio mencionado anteriormente se realiza un análisis desde la perspectiva de la libre competencia económica sobre la situación actual del mercado de energía mayorista y su relación con el esquema del Cargo por Confiabilidad. En palabras de esa Superintendencia³⁰:

*“Esta Superintendencia analizó los resultados obtenidos en las subastas del **Cargo por Confiabilidad** realizadas en 2008, 2011 y 2012 y se puede inferir lo siguiente: i) el **Cargo por Confiabilidad** habría coadyuvado a que los líderes del mercado de energía eléctrica consoliden su posición a través del aumento de su capacidad de generación; y ii) el **Cargo por Confiabilidad** ha sido efectivo para atraer la inversión de **nuevos competidores** al mercado.*

³⁰ Concepto con radicado No. 17-316975-1-0.



En este orden de ideas, conviene mencionar que, para la Superintendencia de Industria y Comercio, el motivo de inquietud no se origina por la falta de inversión en nuevas plantas, sino que tales nuevos proyectos fueron desarrollados principalmente por los líderes de mercado y no por otros incumbentes o por firmas entrantes.

Frente a lo anterior, vale la pena destacar que el diseño de subastas que favorezcan el ingreso de nuevos competidores al mercado ha sido un objetivo que esta Superintendencia ha promovido activamente en el pasado. El caso más significativo fue en el sector de telecomunicaciones, con la subasta de espectro 4G del 2013, en donde la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que una subasta abierta, con igualdad de condiciones para los participantes, ocasionaría que el líder del mercado consolidara su posición.

*En consecuencia, esta Superintendencia recomendó al Ministerio de Tecnologías de la Información “que en los términos de adjudicación de espectro radioeléctrico **se definan incentivos, mecanismos y condiciones para propiciar el ingreso de al menos un nuevo operador en el mercado**”³¹. (Destacado fuera de texto). El Ministerio mencionado acogió la recomendación y los ajustes en los términos de la subasta permitieron que los consumidores del mercado de telecomunicaciones se beneficiaran con el ingreso de dos nuevos jugadores al mercado.*

3.1.1. Análisis del Cargo por Confiabilidad como herramienta que facilita la consolidación de los líderes del mercado y limita la entrada de nuevos competidores

*El análisis de los resultados de las subastas del **Cargo por Confiabilidad** realizadas en 2008, 2011 y 2012 realizado por la Superintendencia de Industria y Comercio evidencia dos hechos que llaman la atención: i) el impacto de la regulación en las empresas existentes ha sido la consolidación de los líderes del mercado en términos de aumento de la capacidad de generación; y ii) el impacto de la regulación en el ingreso de nuevos competidores ha sido muy bajo debido a los escasos proyectos promovidos por entrantes en el marco del **Cargo por Confiabilidad**³².”*

De la misma manera, en el documento se evalúa el impacto que ha tenido el esquema del Cargo por Confiabilidad en el aumento de la capacidad de generación, frente a los generadores incumbentes y los nuevos competidores:

“Independientemente del criterio de medición, el índice de concentración CR4 que representa la suma de las cuotas de participación de las cuatro primeras

³¹ Superintendencia de Industria y Comercio, Radicado No. 12-182715 del 25 de septiembre de 2012. En la misma línea, ver los conceptos emitidos por esta Superintendencia con el número de radicado 13-14194-1 del 8 de febrero de 2013 y 13-33327-3 del 7 de marzo de 2013.

³² Algunas de las ideas de esta sección son tomadas del documento borrador interno de trabajo “Concepto CxC” del grupo de Abogacía de la Competencia de abril del 2016.



empresas en el mercado, asciende a valores significativamente altos característicos de un mercado oligopólico³³, a saber 66,18% y 74,78%, respectivamente.

Si se comparan los resultados obtenidos de las mediciones de participación en el escenario previo a la entrada en operación de las plantas, con los principales agentes cuyos nuevos proyectos resultaron adjudicatarios de **Cargo por Confiabilidad**, se evidencia que los grandes ganadores de las subastas de **Obligaciones de Energía Firme (OEF)** fueron los mismos líderes del mercado, lo cual pone de presente que tal instrumento contribuyó a la consolidación de estos últimos, a saber: EPM E.S.P., EMGESA S.A. E.S.P., ISAGEN S.A. E.S.P. y GECELCA S.A. E.S.P.

(...)

Adicionalmente, si se analizan estos resultados de manera conjunta pone en evidencia la preocupación específica en materia del impacto del **Cargo por Confiabilidad** sobre las empresas establecidas: el 90,59% de la nueva capacidad de generación que ha ingresado o se espera que ingrese al país, como resultado de las subastas del **Cargo por Confiabilidad**, está en cabeza de las cuatro (4) firmas con las mayores cuotas de mercado.”

De acuerdo con lo expuesto por la Superintendencia de Industria y Comercio, el mercado eléctrico mayorista colombiano presenta altos niveles de concentración, característicos de un mercado oligopólico. Además, las subastas del Cargo por Confiabilidad, si bien han contribuido a la expansión del parque de generación, también han consolidado la posición de los agentes líderes del mercado.

En este orden de ideas, desde el punto de vista de la libre competencia económica, al mercado le traería beneficios la entrada de nuevos agentes que por medio de sus ofertas contribuyan a la formación de un precio eficiente. En congruencia con lo anterior, vale la pena rescatar la sugerencia de la autoridad en materia de libre competencia económica:

“Por tal razón, conviene que la CREG evalúe otros mecanismos en el mediano plazo que promuevan la ampliación de la capacidad de generación de energía pero que también sirvan para aumentar las presiones competitivas en el mercado.”

³³ Superintendencia de Industria y Comercio, Guía de Análisis de Concentraciones Empresariales, para. 143. Disponible en: <http://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/Gu%C3%ADa%20Concentraciones%20Empresariales%20marca%20de%20agua.pdf> <última visita: 9 de septiembre de 2017>



IV. Desarrollo económico sostenible

Durante los últimos años, en el país se ha trabajado por un crecimiento sostenible bajo en carbono, que garantice el bienestar económico, social y ambiental de la población en el largo plazo, sin dejar de lado la equidad y reducción de la pobreza.

Como parte de este trabajo, en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “*Todos por un Nuevo País*” se incorporó como estrategia transversal, para la consolidación de los tres pilares del Plan Nacional de Desarrollo (Paz, Equidad y Educación), la estrategia de crecimiento verde.

Esta estrategia reconoce como enfoque fundamental el crecimiento compatible con el clima, planteando acciones necesarias en materia de mitigación ante el cambio climático como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante “**GEI**”) por parte de los diferentes sectores productivos del país, y la deforestación y degradación evitada.³⁴

La estrategia de crecimiento verde busca un desarrollo sostenible que garantice el bienestar económico y social de la población en el largo plazo. Además, que con esta estrategia se asegure que la base de los recursos provea los bienes y servicios ecosistémicos que el país necesita y el ambiente natural sea capaz de recuperar ante los impactos de las actividades productivas.

Para desarrollar esta estrategia, Colombia ha trabajado en 3 objetivos de mediano plazo: i) avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono; ii) proteger y asegurar el uso sostenible del capital natural y mejorar la calidad y la gobernanza ambiental; y iii) lograr un crecimiento resiliente y reducir la vulnerabilidad frente a los riesgos de desastres naturales, y frente al cambio climático.

En el primero de estos se busca priorizar opciones de desarrollo y crecimiento del país, basados en la innovación y aumento en la productividad de los recursos, la producción sostenible, la reducción de los costos de contaminación y la mitigación al cambio climático, con cambios hacia procesos más eficientes e incluyentes que maximicen los beneficios económicos, sociales y ambientales, propendiendo por la equidad y la reducción de la pobreza.

Para esto se ha requerido del esfuerzo de los sectores productivos, focalizado en maximizar las sinergias entre la generación de crecimiento económico y la gestión ambiental. Se busca incidir sobre las tendencias de desarrollo de los sectores productivos con el fin de iniciar cambios en la calidad y tipo de servicios y productos hacia una senda de crecimiento verde, así como mejorar el desempeño ambiental de los procesos productivos a través del uso eficiente de los recursos naturales, la eficiencia energética y el desarrollo bajo en carbono, lo cual se refleja en beneficios económicos, sociales y ambientales.

³⁴ Departamento Nacional de Planeación (2014). Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo País.



Una de las acciones propuestas dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 para impulsar la transformación de los sectores hacia sendas más eficientes es la incorporación de energías renovables y la implementación de la eficiencia energética en los diferentes sectores en el marco de la Ley 1715 de 2014.

Mediante la Ley 1665 de 2013, Colombia aprobó el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009, como parte del trabajo para alcanzar un crecimiento sostenible bajo en carbono. Este Estatuto tiene por objetivo promover la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable. Además, considera las prioridades nacionales internas y los beneficios derivados de un planteamiento combinado de energía renovable y medidas de eficiencia energética, así como también de la contribución de este tipo de energía a la conservación del medio ambiente.

Adicional a esto, mediante el Decreto 298 de 2016, el Gobierno Nacional adoptó la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC). Esta estrategia tiene como objetivos, entre otros: i) identificar y valorar acciones que estarán encaminadas a evitar el crecimiento acelerado de las emisiones de GEI a medida que los sectores crecen; ii) desarrollar planes de acción de mitigación en cada sector productivo del país (PAS) con impacto en emisiones GEI; iii) establecer metas de reducción de emisiones en el largo plazo acordes con el contexto y la realidad nacional y concordantes con las decisiones y estándares internacionales; y iv) crear o promover las herramientas necesarias para su implementación, incluyendo los aspectos de política, regulatorios y financieros a fin de lograr la reducción de la tendencia de emisiones de GEI.

Con el objetivo de dar cumplimiento a los objetivos, el Ministerio de Minas y Energía mediante la resolución MME 90325 de 2014, adoptó como línea de política de reducción de emisiones para el sector de energía eléctrica, la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica, lo cual hace necesario que se dicten lineamientos de política pública que promuevan la entrada de este tipo de tecnologías al Sistema Energético Nacional.

Paralelo a esto, el 12 de diciembre del 2015, durante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el COP21, Colombia adoptó un nuevo acuerdo legalmente vinculante de reducir sus emisiones de GEI para el 2030. Dicho compromiso fue ratificado con la Ley 1844 de 2017 en la que acoge el cumplimiento del compromiso de reducir sus emisiones de GEI en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030, de acuerdo con lo consignado en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

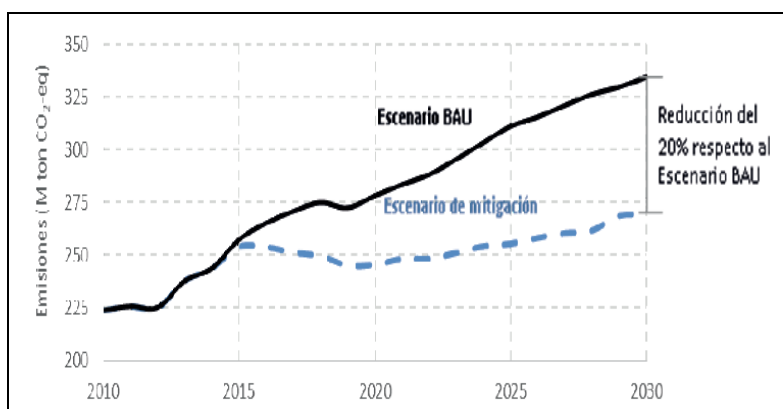
Con el fin de establecer el compromiso en millones de toneladas de CO2 equivalente (MTon CO2eq), fue necesario realizar un inventario de GEI para el 2010, el cual estuvo a cargo del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM). Esta



entidad reportó que el país produjo 224 Mton de CO₂eq³⁵ para ese año, y que el sector Minas y Energía fue responsable de 29,4 Mton de CO₂eq (13,12%), de las cuales 10,1 Mton CO₂eq (4,5%) corresponde al sector de generación de energía eléctrica³⁶.

Una vez conocido el estado inicial de las emisiones, se estableció el escenario *Business as Usual* (en adelante “**BAU**”) sobre el cual el país se comprometió a reducir las emisiones de GEI. El escenario fue construido de manera separada para cada uno de los sectores productivos, consultando expertos, con base en supuestos macroeconómicos, análisis de políticas actuales y prospectivas, y consultando información oficial del IDEAM sobre la trayectoria histórica de las emisiones³⁷. Este se presenta en la Ilustración 23.

Ilustración 23. Compromiso de reducción de emisiones COP 21.



Fuente: Documento de Gobierno Nacional: Contribución prevista y determinada a nivel nacional iNDC.

Este escenario considera que las emisiones para el 2020 serán de 278 Mton CO₂eq, mientras que para el 2030 serán de 335 Mton CO₂eq. Para este último año, las emisiones del Sector de Minas y Energía se proyectan en 54,11 Mton CO₂eq³⁸ (16,15%), de las cuales el sector de Generación de Energía Eléctrica emitiría 18,27 Mton CO₂eq³⁹ (5,45%) considerando el escenario 7 del Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia 2014-2028 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

³⁵ Gobierno de Colombia. Contribución prevista y determinada a nivel nacional iNDC. pág.5.

³⁶ Minminas (2017). Preparación IV sesión Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC. (ppt). Fuente: Homologación De Emisiones IPCC a sectores cartera (Ministerios Sectoriales).

³⁷ *Op.cit.* Gobierno de Colombia. pág.6

³⁸ Comisión Intersectorial de Cambio Climático (2017). Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia.

³⁹ Emisiones del Escenario 7 del Plan de expansión de Generación 2014 – 2028 realizado por la UPME. Información suministrada por la Oficina de Asuntos Ambientales del Ministerio de Minas y Energía.



Es así como la meta nacional para el 2030 se definió en reducir 67 MTon CO₂eq (20%) para todo el país. Es decir, en el año 2030 el país deberá emitir menos de 268 MTon CO₂eq.

Con esta meta, en la Comisión Intersectorial de Cambio Climático se definió el compromiso por ministerios, de tal manera que se lograra el compromiso nacional. Para el Ministerio de Minas y Energía se le asignó la meta de reducir 11,13 MTon CO₂eq⁴⁰ (3,32% del total de emisiones en 2030, y 16,61% de la meta total de reducción).

En pro al cumplimiento de esta meta, el Ministerio de Minas y Energía, desde la oficina de Asuntos Ambientales, contrató un estudio⁴¹ para determinar el plan de acción de mitigación del sector Minero Energético, en el que se propone trabajar sobre 4 líneas estratégicas desde los sectores Energía, Minas e Hidrocarburos, así: i) generación de energía eléctrica; ii) gestión de la demanda; iii) emisiones fugitivas; y iv) eficiencia energética.

Para cada línea se establece un potencial de reducción con el que se alcanzan 11.2 MTon CO₂eq, así:

Potencial de Mitigación en 2030	MTon CO ₂ eq	Min	Max
Generación	4.74	4.74	4.74
Gestión de la demanda	2.01	1.91	2.13
Emisiones Fugitivas	3.24	2.66	4.65
Eficiencia Energética	1.21	0.90	1.91

Fuente: Unión Temporal OPTIM – UniAndes. Informe 5.

Para el caso de la generación, el potencial se calcula considerando dos líneas de acción: a) diversificación de la matriz de generación eléctrica; y b) utilización de sistemas híbridos diésel-renovables en Zonas No Interconectadas (ZNI).

En la primera línea, el potencial es calculado considerando una matriz de generación eléctrica con una mayor participación de energías renovables no convencionales y menor participación de fuentes de carbón (Escenario 14 – Plan de expansión 2014-2028 de la UPME), en comparación con el escenario base que fue considerado como el escenario BAU (Escenario 7 – Plan de expansión 2014-2028). Y para la segunda línea se considera la instalación de 900 kW de fuentes con base en diésel, 1000 kW de energía solar y 600 kW de fuentes con base en biomasa en ZNI.

En conclusión, la meta de reducción para el Ministerio de Minas y Energía es de 11,13 MTon CO₂eq, de las cuales se espera una reducción de 4,74 MTon CO₂eq con el sector de generación de energía eléctrica. Es decir, para el año 2030 las emisiones del sector

⁴⁰ Comisión Intersectorial de Cambio Climático (2017). Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia.

⁴¹ Unión Temporal: OPTIM – UniAndes. (2016). Plan de Acción de Mitigación del Sector Minero Energético y Propuesta Regulatoria para la inclusión de Cambio Climático en la planeación del Sector. Informe 5. Propuesta plan de implementación.



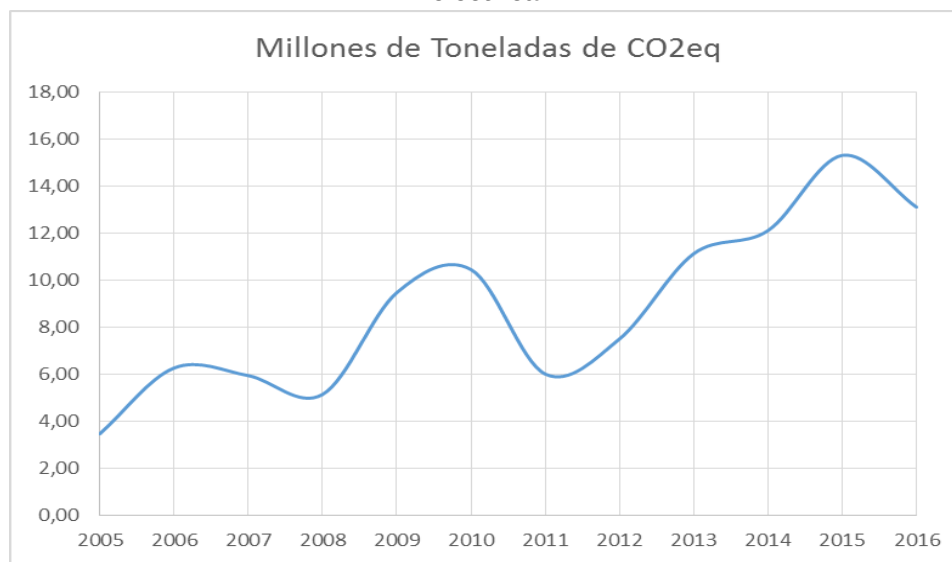
de generación de energía eléctrica deberán ser menores de 13,53 Mton CO₂eq, correspondientes al 26% de reducción respecto del escenario BAU (18,27 Mton CO₂eq).

Emisiones históricas de CO₂eq del sector de generación de energía eléctrica

En la Ilustración 24 se pueden observar las emisiones anuales de CO₂eq en millones de toneladas, emitidas por el sector de generación de energía eléctrica desde el 2005 hasta el 2016. Estas han pasado de 3,46 a 13,10 millones de toneladas, creciendo a una tasa del 278,3% en 11 años o lo que es igual a una tasa de crecimiento compuesta del 12,86% anual.

Dada la composición del parque de generación colombiano, las emisiones pueden variar mucho de un año a otro. En los períodos secos debido a la generación térmica, las emisiones aumentan, pero en los períodos húmedos debido a los aportes hídricos y por tanto la generación hidráulica, las emisiones bajan considerablemente.

Ilustración 24. Emisiones históricas de CO₂eq para el sector de generación de energía eléctrica.

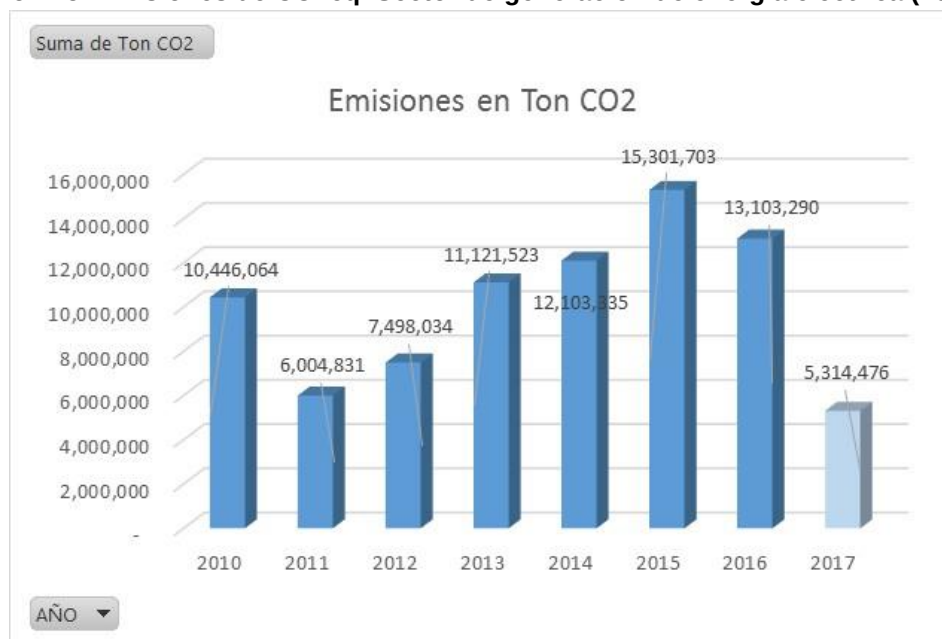


Fuente: Elaboración Propia. Datos XM

Lo anterior se puede observar también en la Ilustración 25 donde la emisiones en el 2011 decrecen considerablemente con respecto al valor obtenido para el 2010, esto coincide con el Fenómeno de La Niña que se presentó en ese año. De igual forma, debido al período de lluvias que se ha tenido durante el 2017, desde enero hasta noviembre el sector de generación de energía eléctrica ha emitido 5,3 millones de Toneladas de CO₂eq disminuyendo considerablemente las emisiones con respecto al año anterior.



Ilustración 25. Emisiones de CO₂eq. Sector de generación de energía eléctrica (2010-2017)



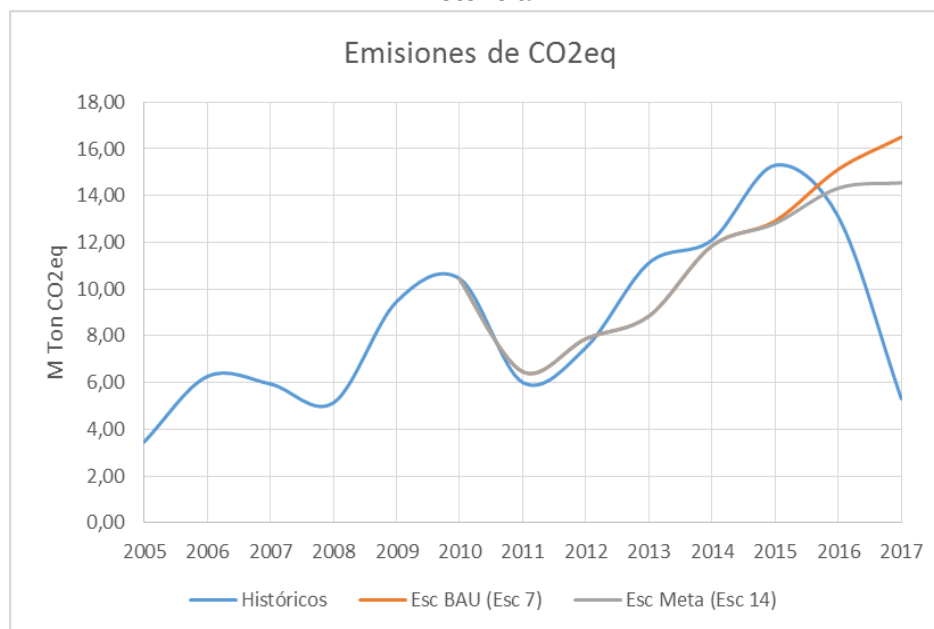
Fuente: Elaboración Propia. Datos XM.* Las emisiones del 2017 comprende lo corrido del año hasta Noviembre.

Al finalizar el año 2017, se alcanzarían emisiones muy por debajo a las planteadas en el cumplimiento a la meta del COP21, dadas las condiciones climáticas de este año. Sin embargo, si se observa el comportamiento de las emisiones desde el 2013 hasta el 2015 (Ilustración 26) se observa que los valores obtenidos se encuentran por encima del escenario BAU, que se estableció como meta.

Por lo tanto, a pesar de que el sector de generación de energía eléctrica del país, es un sector 'limpio', por su composición predominantemente hídrica, esta misma característica lo hace vulnerable a la variabilidad climática que se viene presentando en los últimos años.

De acuerdo con lo anterior, la necesidad de cumplir con los compromisos pactados desde el ámbito del sector de generación de energía eléctrica implica entre otros, cambios en las matrices de producción y consumo y su transición hacia un menor uso de combustibles fósiles.

Ilustración 26. Comparativo Emisiones de CO₂eq Histórico Vs. Escenario BAU y Escenario Potencial



Fuente: Elaboración Propia. Datos XM y Oficina de Asuntos Ambientales MME.

Así mismo, la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático en el parque generador contempla la diversificación del portafolio de generación de energía eléctrica de manera que sea más resiliente ante la variabilidad climática. El logro de estos objetivos unido a la agenda nacional de desarrollo sostenible propicia la integración de fuentes no convencionales de energía de carácter renovable (en adelante “**FNCER**”).

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El proyecto de decreto en mención aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

Las competencias para la expedición de este proyecto de decreto se encuentran contenidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, así como en el artículo 2 de la Ley 143 de 1994, así como en los literales a) y e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, y los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012.



3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

En la actualidad no existen normas vigentes sobre la materia.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto

La reglamentación planteada es nueva, y fomenta la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable. Este proyecto de decreto adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015.

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

No existen decisiones judiciales que generen impacto en la expedición del presente acto administrativo.

En este sentido, y dado el aval técnico, se considera que el proyecto de decreto es viable jurídicamente.

4. IMPACTO ECONÓMICO

El proyecto de decreto no representa ningún impacto económico negativo para el Ministerio de Minas y Energía y ninguna entidad del Gobierno Nacional.

Además los análisis muestran que la incorporación de FNCER en los sistemas energéticos fomenta la competencia, lo que resulta en una mayor eficiencia en la formación de precios de la energía eléctrica.

Los costos eficientes resultantes de la implementación de esta herramienta serán trasladados vía tarifa a los usuarios de este servicio.

5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El presente proyecto de decreto no genera impacto en los recursos de la Nación, toda vez que los análisis necesarios para la implementación del mecanismo se realizarán en el marco de los convenios de cooperación que tiene el Ministerio de Minas y Energía con entidades del orden nacional y multilateral como USAID, BID, Banco Mundial y FDN.

6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL



Por medio de este proyecto de Decreto se promueve la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al sustituir generación de energía convencionales fósiles como el carbón y el gas.

Igualmente se pueden tener efectos en la reducción de las emisiones de gases contaminantes, como consecuencia de la mayor utilización de tecnologías de generación limpias (renovables).

7. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS			
		OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN: Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones		No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:	
ENTIDAD QUE REMITE:		Ministerio de Minas y Energía		FECHA: 27/02/2018	
CUESTIONARIO					
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		x		
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		x		
c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		x		
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		x		
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		x		
f)	Incrementa de manera significativa los costos:		x		
	i) Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		x		
	ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		x		



2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		x		
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		x		
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		x		
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		x		
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		x		
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		x		
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo		x		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		x		
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		x		
CONCLUSIONES					
El acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia económica, por el contrario fomenta la competencia y busca la eficiencia en la formación de precios en el sector de generación de energía eléctrica a través de un mecanismo para la contratación a largo plazo, y crea las condiciones para incorporar nuevos proyectos y agentes al sector; al mismo tiempo que incrementa la resiliencia del sector ante fenómenos climáticos extremos.					

8. CONSULTA

El proyecto de decreto no está sujeto a consulta.

9. PUBLICIDAD

En cumplimiento a lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1609 de 2015, el presente proyecto de decreto se publicó para comentarios del público en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

CAMILO TÁUTIVA MANCERA

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

JUAN MANUEL ANDRADE MORANTES

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectó: Manuel Socha – Julia Gutiérrez – Bibiana Cuartas – Julián Rojas

Revisó: Julián Rojas – Camilo Táutiva

Aprobó: Camilo Táutiva Mancera / Juan Manuel Andrade Morantes