GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones".

Fecha de inicio de publicación: 11 de enero de 2018

Fecha fin de publicación: 09 de febrero de 2018

Solicitantes: Camilo Tautiva Mancera
Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

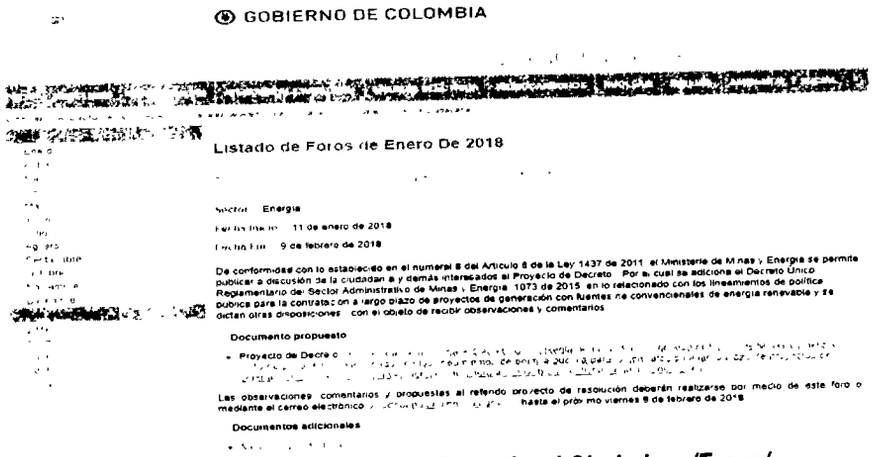
Medios de divulgación:
Portal Web www.minminas.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/ Atención al Ciudadano/Foros/

Medios de recepción comentarios: correo.pciudadana@minminas.gov.co

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.
https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=23964206&idLbl=Listado+de+Foros+de+Enero+De+2018


GOBIERNO DE COLOMBIA

Listado de Foros de Enero De 2018

Sector: Energía
Fecha Inicio: 11 de enero de 2018
Fecha Fin: 9 de febrero de 2018

De conformidad con lo establecido en el numeral 8 del Artículo 8 de la Ley 1437 de 2011 el Ministerio de Minas y Energía se permite publicar a discusión de la ciudadanía y demás interesados el 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones" con el objeto de recibir observaciones y comentarios

Documento propuesto

- Proyecto de Decreto

Las observaciones comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o mediante el correo electrónico hasta el próximo viernes 9 de febrero de 2018

Documentos adicionales

Ilustración 1 Divulgación: MinMinas/Atención al Ciudadano/Foros/

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión: Proyecto de Resolución **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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"** se recibieron los siguientes comentarios a través del correo pciudadana@minminas.gov.co

Comentario 1:
De: Eduardo Ramos
eramos@tebsa.com.co
Fecha: 26 de enero de 2018, 19:53

TEBSA

100-11-2018

Soledad, 26 de enero de 2018

Señor Ministro
GERMAN ARCE ZAPATA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogota D.C

Asunto: Comentarios al proyecto decreto. *"Por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de politica publica para la contratacion a largo plazo de proyectos de generacion con fuentes no convencionales de energia renovable y se dictan otras disposiciones"*

Respetado señor Ministro Arce,

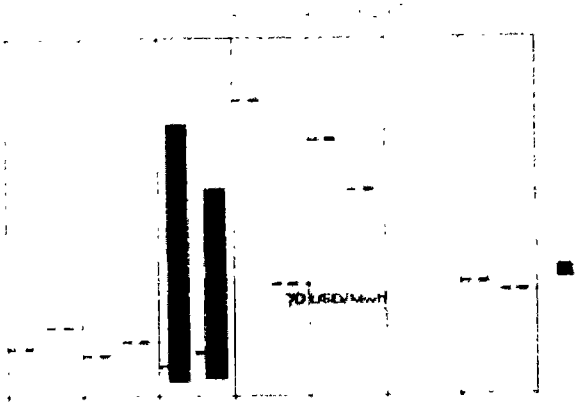
Valoramos el gran esfuerzo que viene adelantando el Ministerio para establecer alternativas eficientes de abastecimiento de energía competitiva en el Mercado de Energía Mayorista, mediante la introducción de elementos de política que permitan el desarrollo de alternativas de generación de energía sostenible para Colombia.

De manera respetuosa queremos manifestar que observamos con gran preocupación que, para la prestación confiable del servicio de energía eléctrica, y la competencia equilibrada en el mercado, los lineamientos de política planteados en el documento del asunto, no cumplen, de acuerdo con nuestro estudio, con los objetivos planteados en el mismo, y por el contrario, podría poner en riesgo de racionamiento de energía eléctrica al país a partir del año 2026. Lo anterior de acuerdo con las observaciones que presentamos a continuación:

1. Objeto del proyecto de decreto restringe la libre competencia.

Si bien el artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, tal como lo considera el Borrador de decreto, es claro también que en el artículo 3 de la misma Ley dicta que: "*al Estado le corresponde: a) Promover la libre competencia en las actividades del sector y b) Impedir practicas que constituyan competencia desleal o abuso de posicion dominante en el mercado*", y en nuestro concepto el objeto del documento promueve tratamientos preferenciales para las FNCER, mediante un mecanismo de participación direccionada a estas fuentes de generación. Lo anterior, claramente estaría planteando una restricción indebida de la

TEBSA



La entrada prioritaria y exclusiva de las FNCER bajo la propuesta, permite dar a estas tecnologías una ventaja en la participación de los mercados de confiabilidad (al ser existentes) y de bolsa, lo cual va contra la libre competencia, donde el incentivo configuraría un sesgo tecnológico, además de ser evidente la presencia de una cadena subvenciones que van contra la sostenibilidad económica del mismo mercado.

La lección para las FERNC en el mundo entero es limitar las subvenciones, hacerlas responsables de sus desvíos, no subvencionar las conexiones y esto adquiere una mayor importancia en el contexto mundial actual en que están alcanzando paridad de red. Por lo que respetuosamente, recomendamos al Ministerio evitar que se presente discriminación de tecnologías en la asignación de contratos, que luego se transfiere a prioridad en bolsa y cargo por confiabilidad.

3. El proyecto no se requiere para el objetivo de reducir los GEI del sector generación en 26% esperados para el año 2030.

El Alcance del proyecto de decreto, especifica que el " *mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, debera procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generacion eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario Business as Usual (BAU).* " esto, de acuerdo con lo establecido en el parrafo segundo de la pagina 5/20 del documento MEMORIA JUSTIFICTIVA del proyecto de decreto, significa que el 26% de reducción corresponde a 4,74 MTon CO2eq, para llegar a la meta para el año 2030 de las emisiones del sector de generación de energía electrica, lo que nominalmente corresponde a valores de emisiones de GEI menores de 13,53 MTon CO2eq.

competencia, que consideramos va contra la eficiencia economica al impactar negativamente las tarifas que pagarían los usuarios, así como, de la libertad de competencia establecida en el numeral 2.6. del artículo 2do de la Ley 142 de 1994, al no garantizar el derecho de la participación plural de las diferentes tecnologías, requisito indispensable para garantizar la prestación eficiente de los servicios consagrados en la Ley (Ver Sentencia C-150-03)

La falta de eficiencia se origina en la participación de una única fuente de generación y oferta de tecnología, por lo que la demanda no podra contar con un marcador formado por precios eficientes del mercado de contratos, ante la ausencia de la competencia de otros generadores de diferente tecnología para el mismo producto. Lo anterior, evita que el comprador realice una gestión de compra eficiente para el largo plazo, obviando el principio contenido en la Resolución CREG 020 de 1995. Entendemos, que esto es contrario al objetivo iii) del proyecto, el de promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.

2 Los costos actuales de las FNCER no requieren mayores incentivos

Los costos de la generación con FNCER han continuado con una tendencia de disminución, especialmente la eólica y solar fotovoltaica por lo que consideramos que una regulación particularizada de promoción seria desacertada, dados los riesgos técnicos asociados a una sobre instalación o riesgos de inconsistencia normativa al particularizar normas para una tecnología.

En la siguiente grafica publicada por International Renewable Energy Agency – IRENA, se demuestra que las FNCER están en la capacidad competir en igualdad de condiciones que otras tecnologías para dar complementariedad a la matriz energética, por lo que es discutible que estas fuentes de generación podrían limitar su integración al sistema por sus costos.

TEBSA

Sin embargo, en el mismo documento las emisiones GEI para el año 2016 ya se encuentran en niveles cercanos al objetivo, de acuerdo con la gráfica (figura2) que sigue elaborada por el Ministerio de Minas y Energía utilizando como fuente, datos de XM y en donde se observa que las emisiones hacienden a 13 MTonCO2eq. Así las cosas, la motivación del decreto asociada a la reducción de emisiones ya alcanzado no es es consecuente con esta información

La entrada de la terminal de regasificación en diciembre de 2016, que permite la utilización de gas natural en reemplazo de combustibles líquidos, para una capacidad de 2,000 MW aproximadamente, es por sí misma una solución alternativa ambientalmente sostenible para la generación de energía eléctrica, ya sea durante condición normal, como durante fenómeno de El Niño, que evita el impacto directo en el recurso aire, mitigando la emisiones de CO2eq del Sistema Interconectado Nacional - SIN, por lo que cualquier estudio debe considerar esta premisa para los respectivos cálculos prospectivos.

Figura 2. Emisiones históricas de CO2eq para el sector de generación de energía eléctrica

Fuente: [illegible] XM

Adicionalmente, de acuerdo con la información contenida en el registro de proyectos de la UPME en el enlace:
[illegible] es posible encontrar el número de proyectos con su capacidad de generación, donde se observan una cifra superior a 450 proyectos de FNCER, por lo que a nuestra consideración no es necesario este nuevo incentivo a este tipo de fuentes de generación.

TEBSA

Fuente. Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform Shawn D. McRae and Frank A. Wolak December 5, 2016

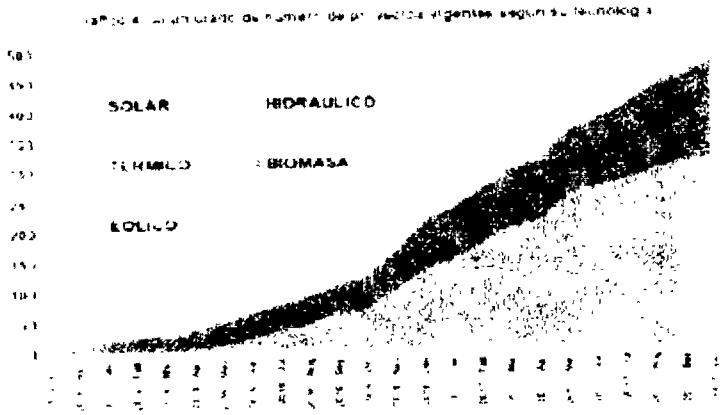
La experiencia del sector eléctrico nos dice que la manera para dimensionar el sistema de acuerdo a la generación gestionable, es a través de una combinacion de tecnologías también gestionables, que permiten cubrir la curva de demanda monotona de carga. Para Colombia, la curva de demanda debe hacerse para un horizonte de cinco años por lo menos, que observe las necesidades de generación térmica firme

No es posible reemplazar la firmeza que brinda la generacion térmica para la atención de la demanda ante condiciones críticas dadas por un evento Niño. La diversificación de la matriz consiste en un aprovechamiento inteligente de las características de las diferentes fuentes de generación y es conocido que la térmica es capaz de brindar la firmeza a unos costos de prestación eficiente para el sistema.

Dados los altos incentivos que se están dando a las FNCER, existe el riesgo que la evolución de la matriz energética tienda a una disminución indebida e indeseada a la de fuentes térmicas de alta confiabilidad, colocándolo bajo gran vulnerabilidad el sistema, poniendo en peligro la atención confiable de la demanda en el mediano y largo plazo.

Lo anterior, abre un escenario más crítico para el país, por las consecuencias e impactos en otros sectores, derivadas de la ausencia de generación térmica. En primera instancia, se aumentaría al doble la tarifa del servicio de transporte de gas natural al no tener la demanda de gas Térmico que apalanque dichas inversiones; por ausencia de demanda nacional jalonada por la generación de energía, se disminuiría el consumo de gas natural, limitando la producción y exploración de gas natural a precios viables para la inversión. Así mismo, se verán afectados los diferentes encadenamientos productivos asociados a la generacion térmica.

TEBSA



Rango Potencia	BIOMASA	EOLICO	HIDRAULICO	SOLAR	TÉRMICO	Total
Entre 0-1 MW						29,00
Entre 10-20 MW						1.264,49
Entre 1-10 MW						499,71
Entre 20-50 MW						226,73
Entre 50-100 MW						1.001,00
Mayor a 100 MW						8.188,82
Total	60,12	656,50	5.574,74	2.705,57	3.299,30	12.496,73

Fuente: UPME

4. Riesgo de evolucion de la matriz energética a una vulnerable a eventos Niño y sus consecuencias

La actual matriz en el país contiene energía firme termica, la cual ha comprobado que su aporte es efectivo e indispensable en fenómenos ENSO (ver grafica que sigue), momento durante el cual hay una condición critica de hidrologia. Esto principalmente como consecuencia de lo establecido en el Articulo 23 de la Ley 143 de 1994, en cuanto a la necesidad de contar con una capacidad de respaldo en el sistema eléctrico colombiano; donde la peculiaridad es, que nos encontramos ante mercados donde existen racionamientos de energia y no racionamientos de potencia.

TEBSA

5. Incremento de costos en la prestación del servicio de energía, por la intermitencia de los aportes de las FNCER al Sistema Interconectado Nacional

Un reciente estudio del centro de energía del reino unido (UK energy Research Centre) resume resultados reportados en los sistema eléctrico de Europa, USA, Reino Unido y corea del Sur en cuanto a la implementacion de recursos renovables, en su matriz de generación. En particular, dicho estudio, menciona, los mayores costos de reserva en los que incurre el sistema, expresados en un cargo uniforme por cada Mw-h demandado, con el fin de respaldar la intermitencia propia de este tipo de tecnologías.

En tal sentido, el estudio concluye que para niveles de penetración de energía renovables inferiores al 30%, estos costos son de orden de siete libras esterlinas por Mw-h. Para niveles de penetracion de energia renovable en la matriz de generación superiores al 50%, estos costos adicionales, segun el estudio, oscilan entre 15 y 45 libras esterlinas por Mw-h. Dado que en Colombia, contamos con una matriz energética con una penetración del 70% de este tipo de tecnologia (principalmente hidráulica), vemos con preocupacion que no se encuentra un analisis del potencial incremento en el costo de prestacion de servicio, que implicaría elevar la penetración de las renovables por encima del 70%, con FNCER. [illegible]

Por lo anterior, sometemos a sus consideración, realizar un análisis del real impacto de la entrada de esta nueva fuente de generacion de energia, del cual se pueda identificar no solo el aporte de estas a los cosos de contratación, sino los costos que asumirá el usuario por el incremento de las componentes T, D y Otros de la formula tarifaria vigente, lo cual, permitira a su vez, que se observen las consecuencias de la política no estudiadas, de manera que el impacto normativo sea suficientemente abordado.

Igualmente consideramos que las iniciativas de mitigación de GEI, deberian focalizarse en la implementacion de proyectos de sustitucion de diésel por energías renovables no Convencionales para la generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Cordialmente,

LUIS MIGUEL FERNÁNDEZ ZAHER
Presidente

MINMINAS

Cometario 2
De: Felipe Amaya
felipe.amaya@grupoab.com.co
Fecha: 5 de febrero de 2018, 12:21

Señores

Ministerio de Minas y Energía
La Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Respetados Señores

Celebramos una vez mas el impulso decidido que el Ministerio de Minas y Energía viene dando para que el país avance rápidamente en la incorporación de fuentes de generación limpia y renovable de energía eléctrica. Sin duda el desarrollo de esta política le permitirá al país asegurar mayor confiabilidad y seguridad en el suministro de la energía eléctrica al reducir la vulnerabilidad del Sistema Eléctrico Colombiano a los efectos del cambio climático y así cumplir con los desafíos de avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono.

Los avances de la tecnología para generación de energía eléctrica, la disminución de sus costos de inversiones y el aprovechamiento de recursos limpios y renovables, hace necesario que se permita la participación de proyectos y formas de generación de energía, que cumpliendo con todos y cada uno de los lineamientos y objetivos expuestos en el proyecto de decreto, vayan mas allá de los que hoy limita el concepto de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Es cierto que el país tienen un potencial muy importante para aprovechar y crecer en energía solar, eólica, biomasa, geotermia, aprovechamientos hidroeléctricos y de los mares, pero así mismo consideramos que se debe permitir que otras formas de generación de energía limpia, puedan competir libremente y participar en el corto plazo de las oportunidades que se están visualizando en el país.

Nos parece muy importante que se aclare entonces si el espectro considerado en el Artículo 2.2.3.8.7.6 Tipo de proyectos, del proyecto de Decreto, cuando hace referencia a la independencia de tecnología y tamaño, permitirá que nuevas tecnologías y formas de generación de energía eléctrica que se ajusten en su totalidad a los objetivos definidos en la política pública, pero no listadas en las las definiciones de que trata la ley 1715 del 2014 para las FNCER, puedan participar

MINMINAS

En caso de no serlo, invitamos muy respetuosamente al Ministerio de Minas y Energía, para que amplíe el concepto hoy de FNCER a energías limpias, y/o establecer de forma expedita los procedimientos para que estas tecnologías participen en las consideradas hasta hoy.

Cordialmente,

Gel pe Ayala Mangalve
Gerente General AB Proyecto ESP S.A.S
NIT 900 934 954 5

Cometario 3
De: Alejandro Ochoa
alejandro.ochoa@cenacol.com
Fecha: 5 de febrero de 2018, 16:16

CENACOL S.A.S

Bogotá, 5 de febrero de 2018

Señores
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto "por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política publica para la contratación a largo plazo de proyectos de generacion con fuentes no convencionales de energia renovable y se dictan otras disposiciones"

Respetados Señores

Celebramos una vez mas el impulso decidido que el Ministerio de Minas y Energia viene dando para que el país alcance rápidamente en la incorporacion de fuentes de generacion limpia y renovable de energia electrica. Sin duda el desarrollo de esta política le permitira al país asegurar mayor confiabilidad y seguridad en el suministro de la energia electrica al reducir la vulnerabilidad del Sistema Electrico Colombiano a los efectos del cambio climatico, y así cumplir con los desafios de avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono.

Los avances de la tecnologia para generación de energia electrica, la disminucion de sus costos e inversiones y el aprovechamiento de recursos limpios y renovables hace necesario que se permita la participacion de proyectos y tecnicas de generacion de energia, que cumpliendo con todos y cada uno de los lineamientos y objetivos expuestos en el proyecto de decreto

CENACOL S.A.S.

vayan mas alla de las posibilidades a las que hoy limita el concepto de fuentes no convencionales de energia renovable (FNCER)

Es cierto que el país tiene un potencial muy importante para aprovechar y crecer en energia solar, eolica, biomasa, geotermia, aprovechamientos hidroelectricos y de los mares, pero asi mismo consideramos que se debe permitir que otras formas de generacion de energia limpia, puedan competir libremente y aprovechar en el corto plazo de las oportunidades que se estan visualizando en el país.

Nos parece muy importante que se aclare entonces si el espectro considerado en el Articulo 2.2.3.8.7.6 - Tipo de proyectos, del proyecto de Decreto cuando hace referencia a la independencia de tecnologia y tamaño, permitira que nuevas tecnologias y formas de generacion de energia electrica que se ajusten en su totalidad a los objetivos definidos en la politica pública, pero no listadas en las definiciones de que trata la ley 1715 del 2014 para las FNCER, puedan participar.

En caso de no ser así, solicitamos muy respetuosamente al Ministerio de Minas y Energia, para que se amplie el concepto hoy de FNCER a energias limpias, y/o establecer de forma expedita los procedimientos para que estas tecnologias participen en las consideradas hasta hoy.

Cordiales saludos,

Alejandro Gómez Valencia
Gerente General

Carrera 53 No. 44 bis-16 La Esmeralda PBX: 2210400 FAX 2210364 Bogotá, D.C. – Colombia
info@cenacol.com • www.cenacol.com

Comentario 4
De: Mario Augusto Rubio Novoa
marubion@electricaribe.co
Fecha: 7 de febrero de 2018, 20:35
Asunto: Comentarios de Electricaribe al Proyecto de Decreto FNCER

Electricaribe

Barranquilla, 7 de febrero de 2018

Señores
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
ATT: Dr. Camilo Tautiva Mancera
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Bogotá

Asunto: Comentarios de Electricaribe al Proyecto de Decreto de lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con FNCER.

Respetados señores,

En Electricaribe apoyamos los lineamientos de política pública contenidos en el Proyecto de Decreto. Por tal motivo, proponemos que esos lineamientos sean complementados con los siguientes criterios:

- Participación activa de la demanda: el mecanismo a definir debe permitir que los comercializadores tengan libertad para decidir cuánta energía contratar y a qué precios hacerlo.

- Oportunidad: los costos de estos equipos son decrecientes en el tiempo, por lo que en el mercado se podrá contar en el mediano plazo con opciones más eficientes para la generación de energía con FNCER. El mecanismo a definir debe promover la entrada a recursos que garanticen la prestación del servicio al menor costo económico esperado.

- Neutralidad: indispensable que el mecanismo definido brinde un tratamiento tarifario igual entre usuarios, por lo que éste debe permitir que no se discrimine la demanda del mercado regulado respecto a la demanda del mercado no regulado.

Electricaribe S.A. E.S.P.
PBX (57 5) 3611000
Carrera 9a No. 72-109 Piso 7
Edificio Centro Ejecutivo II
Barranquilla - Colombia

Electricaribe

Superservicios

Para finalizar, dada la diversidad de tecnologías de generación con FNCER, y que el mecanismo lo que busca es garantizar la financiación de dichos proyectos, no es conveniente que el precio al cual se contrate dicha energía sea el precio del generador marginal. Por consiguiente, consideramos que en el mecanismo que se defina, el precio para cada agente elegido sea el precio ofertado.

Cordialmente,

Mario Augusto Rubio Novoa
Regulación y Tarifas

Electricaribe del Caribe S.A. E.S.P.
PBX (57 5) 3641000
Carrera 55 N° 72-109 Piso 1
Edificio Centro Ejecutivo II
Barranquilla - Colombia

MINMINAS

Comentario 5
De: Jhonn Fredy Florez
Fecha: 8 de febrero de 2018, 11:19

Estimados

Ministerio de Minas y Energía

Si bien parece adecuado que el Ministerio quiera promover la entrada de las energías renovables no convencionales, este proyecto de decreto está atentando contra las empresas de renovables que quieren incorporar FNCER pero que no lo podrán hacer gracias a que el decreto le brinda las condiciones necesarias y favorables a las mismas empresas grandes de siempre. En este sentido:

1. ¿Por qué el Ministerio de Minas y Energía busca favorecer a las empresas grandes que son las mismas que tienen concepto de conexión en la Guajira o que tienen comprados los proyectos con conexión a Colectora 1?. Las empresas mas grandes del país son las que tiene conexión en la Guajira y entrarían con este proyecto de decreto. De esta manera, se percibe que este es un proyecto hecho a la medida de las empresas grandes, a saber EPM, ISAGEN, CELSIA y Grupo ENEL y con este proyecto de decreto el Ministerio de Minas y Energía esta incrementando el poder de mercado de estas empresas. Si bien la conexión de colectora 1 esta para Enel Green Power, esta empresa no es un agente nuevo porque su dueña es ENEL quien ya tiene un portafolio con EMGESA.

2. ¿Como el Ministerio de Minas y Energía va a mitigar el poder de mercado que esta promoviendo con este proyecto de decreto?

El Ministerio de Minas debe promover la entrada de las renovables pero no a través de un decreto hecho a la medida de las empresas grandes.

Cordial saludo

--
Leonado Ardila

EZ

MINMINAS

Cometario 6
De: Christie Hernández
chernandez@andeg.org
Fecha: 8 de febrero de 2018, 16:56
Asunto: Carta 007-2018 Andeg

ANDEG

ANDEG-007-2018

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto

Tema: 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

Respetado Señor Ministro

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG a continuación presenta comentarios sobre el Decreto indicado en el asunto. Para este efecto, clasificamos nuestras observaciones en tres puntos: i) sobre el procedimiento que se siguió en la expedición del acto administrativo, ii) las normas que se invocan como soporte para su expedición y iii) los lineamientos de política pública que contiene el decreto.

Es relevante precisar, en primer lugar, que ANDEG guarda un profundo respeto por las iniciativas del Gobierno Nacional que apunten en el desarrollo de las fuentes renovables para la generación de energía y el crecimiento verde del país, como lo evidencia los portafolios de proyectos de generación de FNCER de varias empresas afiliadas a ANDEG, que a la fecha se encuentran en distintos estados de avance, incluyendo construcción e incluso operación comercial. Sin embargo, estas iniciativas deben considerar de manera integral la normatividad vigente, en particular las disposiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, la respuesta de la demanda, el Régimen General de Competencia y los objetivos de contar con un servicio a precios eficientes y de manera sostenible. Por ello, los incentivos para una forma de producción de energía en particular no pueden desarticular el esquema de mercado construido en los últimos 25 años, ni asignar riesgos a los comercializadores ni a los clientes en el proceso de comercialización de dicha energía.

Así nuestros comentarios se dirigen promover el desarrollo de las fuentes renovables de manera que estas se incorporen al mercado de manera coherente con mecanismos de mercado competitivo y con los propósitos generales de cualquier mercado de energía eléctrica, sin provocar discriminación ni desconocer los incentivos existentes

1 El procedimiento en la expedición del Decreto

1 1 Abogacía de la competencia

Para analizar este punto consideramos dos aspectos del decreto

- Los considerandos La parte considerativa del decreto determina que *con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia*

- La parte resolutiva El Decreto ordena en su Artículo 2 2 3 8 7 9 -Traslado a la fórmula tarifaria- que *"la CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo 2 2 3 8 7 1 del presente Decreto a la tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley"*

Es interesante conocer el resultado del cuestionario y como llega el MME a la conclusión de que el Decreto no afecta la libre competencia pues, el solo hecho de que un costo se traslade, de manera pura y simple, a la demanda sin que compita con las fuentes de generación de electricidad distinta de las renovables, es en esencia, una afectación de la competencia Es relevante tener en cuenta que el MME como representante del Estado y según lo indicado por el Artículo 3, literal a de la Ley 143 de 1994 tiene la obligación de promover la libre competencia en las actividades del sector eléctrico y, si los costos de una fuente de generación que debe cumplir con unas características específicas simplemente se "traslada" a la demanda resulta particular que el MME aduzca que no hay afectación en la competencia

La metodología regulada por la CREG que rige la formación de precios que se sigue en el Mercado Mayorista es por definición competitiva, luego, si una forma de generación no pasa por ese tamiz, la conclusión razonable es que se generará un beneficio para una forma de producción en defecto de las otras formas que si compiten sin ningún incentivo particular En ese contexto es claro que se configura una discriminación la cual debe ser valorada por la SIC

Se reitera que ANDEG no se opone a que se incentiven formas renovables de generación de electricidad y que la demanda pueda acceder a ellas, pero, tal situación implica que o bien se delibere sobre un cambio profundo en la regulación que rige la formación de precios del Mercado Mayorista del Sector Eléctrico o se modifique el régimen legal que dictamina la competencia como premisa para la prestación del servicio de electricidad. Lo que no cabe como única motivación del MME es que se haga un decálogo de normas como base del Decreto y se desconozca la otra parte de las normas lo cual por lo menos amerita que la SIC se pronuncie y dictamine dentro del proceso de Abogacía de la Competencia.

Finalmente y sobre el particular, queremos resaltar que incluso la Asociación de Energías Renovables (Ser Colombia) en el estudio "Alternativas para la Inclusión de FNCER en la Matriz Energética Colombiana" manifiesta sobre la propuesta de subasta que "atendiendo el principio económico de la formación de precio en un ambiente de competencia que establece que entre mayor sea la oferta, menor debería ser el precio, lo lógico sería promover la participación de la mayor cantidad de oferta posible esto se lograría si la subasta se hace para todo tipo de tecnologías no exclusivamente para FNCER en este caso solo aquellas que sean más competitivas bajo estas reglas, serán adjudicadas con los contratos de energía media."

1.2 Derecho de los usuarios

ANDEG no cuestiona que la generación de electricidad a través de formas renovables puede producir beneficios para la demanda y para la sociedad en general pero este beneficio no tiene categoría superior frente al derecho que tiene el usuario para percibir los beneficios que se obtienen en los procesos competitivos. Los derechos del usuario para este efecto presentan dos conceptos

- El derecho a obtener los bienes y servicios ofrecidos en calidad o cantidad superior a los proporcionados de manera masiva, siempre que ello no perjudique a terceros y que el usuario asuma los costos correspondientes -Artículo 9, Numeral 9.3 de la Ley 142 de 1994-.

- El derecho a elegir libremente a su prestador de servicios y a su proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización – Artículo 9 Numeral 9.2 de la Ley 142 de 1994- y la respuesta de la demanda dispuesta en la Ley 1715 de 2014, Artículo 2 literal b

Es difícil que el simple "traslado de costos" no afecte derechos propios de los usuarios. En primer lugar porque, claramente la forma de generación a través de fuentes renovables no convencionales en cuanto a costos de producción no alcanza la eficiencia que se obtiene de formas masivas como la hidroeléctrica y la generación térmica y en segundo

SER Colombia "Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana" Mayo 2017

ugar, si los costos se trasladan y con ello se mezclan con los costos totales de generacion el usuario no podrá ejercer su derecho a elegir el proveedor de los bienes necesarios para su consumo eléctrico, ni adelantar metodologías de consumo como respuesta de la demanda para lograr eficiencia en sus procesos productivos

Este comentario se centra en que es cuestionable que el MME pretenda mezclar los costos de generación de energía renovable con aquellos que se obtienen de forma competitiva y, con ello, se incremente la tarifa eléctrica sin que al usuario se le permita decidir si desea pagar un sobre costo "verde" o si prefiere un proveedor que no integre fuentes renovables Es decir ni a la política pública ni a la regulación le es posible sustentar sus decisiones desconociendo la capacidad de pago de la demanda mientras la ley la habilite para recibir los beneficios de la competencia energética y le asigne instrumentos para hacerla efectiva

Esta preocupación es válida en la medida en que un aparte del Decreto ordena que la CREG definirá el esquema del traslado de los costos, es decir, es un hecho que el usuario en todo caso sufragara en su factura la generacion eléctrica de fuentes renovables no convencionales

Ahora bien, si el esquema de regulación que defina la CREG va a ser competitivo, con asignacion de los mismos incentivos, responsabilidades, riesgos y costos para todos los tipos de tecnologías, y se considerarán los costos de generación y la respuesta de la demanda, se podria dilucidar las preocupaciones de ANDEG Sin embargo si se analiza el texto del Decreto y el documento de Memoria Justificativa es claro que el MME se orienta a incluir en la tarifa un costo de generación de electricidad con fuentes renovables no convencionales por los motivos indicados en estos documentos los cuales se infiere que para el Ministerio son superiores a la eficiencia en costos y formación de precios Esta situación claramente desconoce los principios de las Leyes 142 y 143 de 1994 la Ley 1715 de 2014

1 3 La motivación del Decreto

Para ANDEG el Decreto presenta una buena motivación sobre los fines que busca con su expedición, pero, no da certidumbre sobre como su implementacion no afectará la competencia en la formación de precios del servicio eléctrico ni emitira un trato discriminatorio entre las tecnologías de generación

Para efectos de no incurrir en un caso de falsa o errónea motivación del Decreto conviene que el MME

- Reforme el acto y dilucide si los conceptos de competencia y el régimen de regulacion se modificaran.

- Informe explícitamente si la palabra traslado implica la cuantificación de costos de producción de la generación renovable y el usuario simplemente los pague en la factura

La motivación no puede limitarse a informar buenas intenciones, identificar normas que le dan competencia al MME detallar las normas de orden ambiental que hay que implementar y extralimitar el alcance de algunas de ellas sino que adicionalmente, debe abordar la competitividad que rige al sector y los derechos de la demanda como parte activa en la prestación de los servicios públicos domiciliarios

Un ejemplo típico es invocar la Ley 1715 de 2014 como soporte normativo para la expedición del decreto Esta norma además de lo indicado por el MME contiene lo siguiente

- Objeto y fines de la Ley Esta norma en su Artículo Primero al regular el objeto de la ley establece que su propósito es promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético Por su parte, el Artículo Segundo, al mencionar los fines de la ley dispone que uno de ellos es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional

- Beneficios Tributarios La Ley 1715 de 2014 crea beneficios para las fuentes renovables que no disfrutan los demás generadores En particular se emiten normas especiales para la renta, exclusiones para el IVA exenciones arancelarias y una posible depreciación acelerada –Capítulo III-

Varios aspectos se desprenden de estos Artículos

- Esta es una norma que incentiva la inversión y que la generación debe integrarse en el mercado eléctrico y como se puede observar no emite excepción alguna para el método de contratación o la formación de los precios que debe pagar la demanda Así es claro la relación que esta norma presenta con el tema que regula el Decreto del MME lo que resulta poco claro es que la Ley 1715 de 2014 autorice un esquema diferenciado en donde incluso es posible que la demanda deba pagar un sobre costo verde

- Los incentivos que prevé la Ley 1715 son de otro orden, pues, se relacionan con asuntos tributarios arancelarios contables y de participación en el mercado energético, etc

- Los beneficios tributarios estan direccionados exclusivamente para fuentes renovables y con ello se crea una asimetria en los costos de produccion energética pues las fuentes distintas no disfrutan de estos beneficios

En conclusión, la Ley 1715 de 2014 no sirve de soporte para alterar el esquema competitivo en la formación de los precios de consumo. Su vocación es eminentemente de apoyo a los posibles inversionistas de fuentes renovables reduciendo el costo de capita a emplear

2 Las normas que se invocan como soporte para la expedicion del acto administrativo

Informa el documento de Memoria Justificativa (Numeral 3) que la viabilidad jurídica del Decreto descansa en las competencias para la expedición de este proyecto. En particular se detallan las contenidas en el numeral 11 del articulo 189 de la Constitucion Politica así como en el articulo 2 de la Ley 143 de 1994, así como en los literales a) y e) del numeral 1 del articulo 6 de la Ley 1715 de 2014, y los numerales 4 y 5 del articulo 2 del Decreto 381 de 2012

Como se puede observar para el MME, pareciera, reviste poca importancia las leyes 142 y 143 de 1994, la respuesta de la demanda y el Régimen General de competencia.

Estas normas presentan conceptos muy claros, entre otros, los siguientes

a Estrategia y compromisos ambientales Entendemos que la reducción de 26% presentada en la memoria justificativa esta estimado, tomando en consideracion una matriz de generacion eléctrica con una mayor participacion de energías renovables no convencionales y menor participación de fuentes de carbon correspondiente al escenario 14 del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014-2028 de la UPME Sin embargo, el articulo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que los planes de generación y de interconexión <u>son de referencia</u> En ese sentido el proyecto de Decreto pese a incluir la expresión "debera procurar" en el Articulo de definicion del alcance, en la practica se traducirá en un mecanismo diseñado con el objetivo tangible de contratar una generación de energia con tecnologias especificas imponiendo así la implementacion del escenario 14 del Plan de Expansión 2014 – 2018, aún cuando la Ley es explícita en establecer que este solo es de referencia Este tema es de especial preocupacion para ANDEG, por cuanto no se debe obligar al sector de generación en el marco de un mercado competitivo a crecer de una forma especifica

b La promocion de la competencia Tanto la Ley 142 como la Ley 143 de 1994 presentan como un principio rector la competencia como parte fundamental en el cumplimiento de la funcion regulatoria, luego el Decreto debe ser preciso en que el traslado de costos necesariamente pasara por un filtro competitivo en la generación de electricidad con mecanismos renovables (Articulo 73 de la Ley 142 de 1994, Articulo 3 y 20 de la Ley 143 de 1994)

c La eficiencia en la produccion de electricidad Es claro que la eficiencia es un concepto amplio que va más alla de los costos de producción sin embargo, parte de la preocupación de ANDEG descansa en que se evaluan muchas variables de eficiencia pero no se balancea si la eficiencia en costos de producción se considero en el Decreto Lo anterior se afirma en la medida en que no se aportan datos que demuestren los beneficios para la demanda, sino por el contrario, relata buenas intenciones y obligaciones previstas en acuerdos internacionales Para efectos de legitimar un simple traslado de costos a la demanda es relevante que se cuantifique e informe las razones por las cuales es más eficiente para la demanda pagar, al tiempo una producción verde de energia con las demas formas que en la actualidad compiten para ser despachadas

Dentro de un análisis costo - beneficio, que evidencie el beneficio a la demanda como se alude insistentemente en la memoria justificativa del proyecto de decreto no se hace mencion a los costos asociados a las externalidades negativas como resultado de la intermitencia de las plantas de FNCER que tienen impacto en los servicios de AGC y generación de segundad, que al final seran trasladados via la variable de Restricciones de la formula tarifaria a los usuarios De igual forma no es evidente en el balance, las necesidades de inversion en las plantas de generación instaladas, para responder a la intermitencia de las FNCER, asi como tampoco la necesidad de respaldo que exigen los sistemas por la incorporación de renovables que es equivalente a 8MW de capacidad convencional por cada 10MW de FNCER de acuerdo con la Agencia Internacional de Energia

Lo anterior evidencia adicionalmente, que las FNCER no sustituyen la confiabilidad brindada por las fuentes convencionales de energia como se presenta en la Memoria de Justificativa que acompaña el decreto y que en nuestro concepto debe ser probado soportándose en la experiencia internacional cuando esto ha sido demostrado La misma CREG evidencia este hecho, cuando al establecer la metodologias para estimar la energia firme que producen estas plantas su capacidad de genneración apenas alcanza un 9% de firmeza

Adicionalmente, dentro de los costos que pagan los usuarios, debe incorporarse el costo de la infraestructura de transmision que tiene como objeto evacuar la energia de FNCER localizados en La Guajira, en la medida que dicho proyecto de transmision fue declarado como activo de uso y no de conexión, sin que hasta este punto sea claro los resultados de la evaluación costo-beneficio que llevo a dicha

decisión en particular si se compara con otros proyectos de generación comparables

Finalmente es preciso no olvidar que el servicio de energía eléctrica además de ser un servicio público que representa un gasto a los usuarios y al mismo gobierno a través de las diferentes formas de subsidios, es también un sector estructurado como un mercado competitivo en donde los precios deben enviar las señales de inversión correctas por lo cual no es adecuado relacionar un menor costo marginal de generación como señal de un mercado eficiente Los retos del sector energético comprenden no sólo la asequibilidad del servicio (a través de un menor costo de generación) sino la sostenibilidad y confiabilidad del mismo, por lo cual el criterio de eficiencia debe contemplar el balance de estos tres objetivos

d Derechos de los usuarios y respuesta de la demanda Como ya se indicó un elemento que se debe sopesar es el derecho que tiene la demanda para elegir a su proveedor y que en todo caso la generación eléctrica debe considerar las formas masivas que arrojen mejores resultados Este concepto está relacionando con los esquemas de respuesta de la demanda dispuestos en la ley 1715 de 2014

e Balanceo de competencia energética Si la competencia es un criterio que cede frente a otros que son a juicio del MME más importantes tal situación debe ser explicada y cuantificada Esta es una obligación que se debe cumplir, pues, si no se explica correctamente, el Ministerio puede terminar induciendo a crear normativamente prácticas de competencia desleal que necesariamente crean discriminaciones. Sobra advertir que el MME tiene la función explícita de evitar que se creen estas situaciones (Artículo 3, literales a, b, c de la Ley 143 de 1994)

3 Lineamientos de política pública que contiene el decreto

Tal y como señala la Agencia Internacional de Energía en su publicación '*Re-powering Markets – Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems*', las políticas orientadas hacia una tecnología específica han demostrado fallar en la adecuada previsión de las operaciones e inversiones a largo plazo al recaer en metas que pueden no encajar adecuadamente con un enfoque de mercado, lo cual socava el funcionamiento de los mercados eléctricos subyacentes que resultan fundamentales en el correcto desempeño del sistema eléctrico Adicionalmente la existencia de costos fijos altos en proyectos específicos no es una falla de mercado per se y por lo tanto no constituye una justificación para una intervención regulatoria discriminada creando incertidumbre y preocupación entre los inversionistas por los crecientes riesgos regulatorios

Si bien el decreto pareciera, imparte lineamientos de politica publica para las formas de generación de electricidad con mecanismos renovables, el efecto final es que se materializara con una decisión regulatoria difusa y que generará una distorsión en la formación de los precios que paga la demanda. La experiencia internacional es inequívoca y evidencia que la incorporación de FNCER por fuera de las reglas de mercado aplicables a los demas participantes, genera distorsiones en la formación del precio de corto plazo y la señal de escasez; variables fundamentales que conforman la base de todos los mercados electricos, y que resultan necesarias para incentivar la eficiencia y la inversion a mediano y largo plazo, pues de otra manera, se generaria un aumento en la dependencia de los participantes de mercado en los esquemas de capacidad. Por lo anterior, tambien, los ejercicios de comparación de los resultados de subastas de FNCER en Chile o Peru resultan equivocados porque el modelo de mercado de corto plazo está sustentado en costos y no en precios, cómo funciona el mercado electrico colombiano. Las comparaciones de diseño y arquitectura de mercado deben, por el contrario, hacerse comparando los efectos de politicas de renovables en aquellos mercados que basan los mercados de corto plazo en precios.

En ese sentido, el verdadero valor agregado que se esperaria de un Decreto que establece los lineamientos de politica publica para promover la implementación de FNCER en la matriz energética del pais, más alla de imponer una contratación excluyente y por fuera del esquema de un mercado competitivo, es el de sentar las bases y dar a señales necesarias de regulación y mercado para que la integración de este tipo de fuentes de generación sea exitosa en el contexto actual del mercado eléctrico colombiano. El efecto del Decreto debiera redundar no en el diseño de un mecanismo de contratación a largo plazo para tecnologias especificas, sino en la necesidad de coordinacion de las diferentes reformas a la arquitectura actual del mercado, indispensables para la inclusión de las FNCER a la matriz energética del país, en un esquema competitivo y neutral contemplando asi los lineamientos hacia una transicion integral, organizada e inclusiva dentro de su alcance.

Visto lo anterior, ANDEG resume sus comentarios en las siguientes conclusiones.

1. No existe oposición y, por el contrario, es loable que el MME emita lineamientos de politica publica para la generación de fuentes renovables. Es incuestionable el inmenso potencial que tiene Colombia como potencia energética en esta área. Lo cuestionable es que el medio que se utiliza desconoce criterios legales vigentes, cercena el derecho de la demanda para elegir a su proveedor y para activar metodologias de respuesta, y limita la competencia como instrumento eficiente para formar precios y dar señales de mercado.

ANDEG

Es precisamente por ese inmenso potencial del que dispone el país, que se debe ser particularmente cuidadosos en el mecanismo de transición que se adopte hacia este tipo de fuentes, pues la imposición de una inversión potencialmente sobredimensionada y por fuera del esquema de un mercado competitivo podría llevar al sector de generación a una situación de insostenibilidad tal y como se ha evidenciado en países como Alemania y Brasil

2 Es necesario que el MME analice con cuidado que al generar incentivos injustificados crea un ambiente de competencia desleal, lo cual debe ser valorado por la SIC

3 El MME debe soportar mejor su propuesta de Decreto. No es razonable que por generar beneficios, no muy claros para la sociedad altere el mercado eléctrico y desincentive la inversión en infraestructura convencional de generación eléctrica

4 Finalmente resulta pertinente que se indague si el mercado necesita el Decreto Es claro que la eficiencia en los costos de producción de la energía renovable es progresiva en el tiempo, lo cual la habilita para competir sin mas apoyos gubernamentales y adicionalmente la Ley 1715 de 2014 expresa que los incentivos deben ser enfocados en promover la inversión y a la fecha existen inversionistas quienes sin normas adicionales, están desarrollando u operando proyectos con fuentes renovables iguales a los que el MME quiere ver en funcionamiento

Esperamos que estos comentarios sean valiosos para el Ministerio en la construcción de ésta política pública y quedamos atentos a poder explicar en mayo detalle los mismos

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo ANDEG

CC Carolina Soto Alta Consejera Presidencial para el sector Privado y Competitividad Presidencia
Mauricio Cárdenas Ministro MHCP
Ricardo Ramírez Director General, DNP
Germán Castro Ferreira Director Ejecutivo CREG
Pablo Felipe Robledo Superintendente SIC
Rutty Paola Ortiz Superintendente SSPD

Comentario 7
De: Laura Torres
laura.torres@ppulegal.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 11:09

Talasa Projectco S A S, E.S.P.

Carrera 7 No. 71 52, Torre A, Oficina 706
Bogotá D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

Bogotá, 8 de febrero de 2018

Señores,

Ministerio de Minas y Energía
Dirección de Energía Eléctrica
pciudadana@minminas.gov.co

Ref. Comentarios al proyecto de decreto por el que se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015 - Contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable.

En desarrollo de la Ley 1715 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía (el "Ministerio") expidió para discusión de la ciudadanía y demás interesados el 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"* (el "Proyecto de Decreto").

Teniendo en cuenta que dicho decreto reglamenta lo relativo a la promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía renovable ("FNCER"), es del interés de TALASA PROJECTCO S.A.S E.S.P. ("TALASA") presentar los siguientes comentarios al Proyecto de Decreto:

1. **Definición de proyectos con FNCER**

El Artículo 2.2.3.8.7.6 del Proyecto de Decreto, establece que en el mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación FCNER, deberá permitir la participación de proyectos FNCER de acuerdo con las definiciones de la Ley 1715 del 2014 y la Ley 697 del 2001, independientemente de su tamaño y tecnología. Dicho artículo establece lo siguiente.

> *"Tipo de proyectos - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá permitir la participación de proyectos con FNCER de acuerdo con las definiciones de la Ley 1715 del 2014, la Ley 697 del 2001, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan, independientemente de su tamaño y tecnología"* (subrayado fuera de texto)

Teniendo en cuenta la remisión expresa de este artículo a otro marco legal es necesario analizar la definición de cada norma sobre los proyectos FNCER.

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No. 71-52 Torre A, Oficina 706
Bogotá, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

i) Mediante la Ley 697 de 2001("Ley 697"), *"se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones"* y, para ello, se declara el uso racional y eficiente de la energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional y se crean unas distinciones para personas naturales o jurídicas, que se destaquen en el ámbito nacional en aplicación del URE[1]

Esta Ley establece que son fuentes no convencionales de energía *"aquellas fuentes de energía 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"* y, posteriormente, define energía solar, geotérmica, biomasa y pequeños aprovechamientos hidroenergéticos.

En relación con los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, el artículo 3 de la Ley 697 los define de la siguiente manera: *"Es la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW"*[2]

ii) Posteriormente, se expidió la Ley 1715 de 2014 ("Ley 1715") con el fin de *"establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional"*[3]. (Subrayado fuera del texto original)

La Ley 1715 establece que son FNCER: *"aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.* (Subrayado fuera del texto original).

No obstante, la Ley 1715 no define pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y únicamente define la *"energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos"* como la *"energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala"*[4]. (Subrayado fuera del texto original)

Por lo anterior, bajo el régimen de la Ley 1715 (expedida 14 años después de la Ley 697) existe un vacío en la definición de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

[1] Desarrollado por el Decreto 2225 de 2010, compilado en el artículo 2.2.3.6.4.8 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015
[2] Artículo 3 de la Ley 697 de 2001
[3] Artículo 2 de la Ley 1715
[4] Artículo 5 numeral 10 de la Ley 1715

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P

Carrera 7 No. 71 52, Torre A. Oficina 706
Bogotá D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

Así entonces, bajo la regulación actual se debe realizar una interpretación normativa que no permite tener una definición clara de lo que se considera como FNCER, por lo cual solicitamos claridad sobre este punto.

2. La Pantas Filo de Agua son proyectos de FNCER

Las centrales de generación de energía hidráulica filo de agua ("Plantas a Filo de Agua") son consideradas fuentes de generación con cero emisiones de gases efecto invernadero ("GEI"), sus impactos ambientales son fácilmente localizables y menores a los impactos que traen otras fuentes de generación de energía.

En efecto, las Plantas a Filo de Agua, al igual que las plantas hidráulicas con embalse, son fuentes de energía hidroeléctrica, pero con un impacto diferente e inferior, teniendo en cuenta lo siguiente

i) Los embalses causan que el flujo del agua sea lento, lo cual disminuye las moléculas de oxígeno contenidas en el agua lo que afecta directamente a los seres vivos que habitan en el agua, tanto las especies de flora como a las de fauna. Las centrales hidroeléctricas a filo de agua, al no almacenar agua, no alteran el flujo natural del cuerpo hídrico, con lo cual afecta en menor medida la cantidad de oxígeno y por tanto la alteración en la fauna y flora es menor[5].

ii) La construcción de un embalse podría ocasionar infiltración de agua en terrenos aledaños a la represa. Así las cosas, el área de influencia de un proyecto de esta modalidad es mayor al de una central hidroeléctrica a filo de agua, debido a que en ésta última la infiltración es menor o en ocasiones nula[6]

iii) Las Plantas a Filo de Agua generan menores impactos sociales, porque el área de influencia de esta modalidad de hidroeléctrica es menor, con lo que se disminuiría la probabilidad de afectar el componente socioeconómico dentro del cual se encuentran las comunidades vecinas.

Por lo anterior, el Banco Mundial ha promocionado la construcción de Plantas a Filo de Agua para contribuir con la reducción de gases efecto invernadero en proyectos que cuentan con los requisitos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Un ejemplo en Colombia de lo anterior es el proyecto del Río Amoyá que tiene una capacidad instalada de 80MW[7]

Así entonces, las Plantas a Filo de Agua como FNCER, reducen las emisiones de GEI y, por ello, es necesario crear un marco legal que incorpore expresamente el desarrollo de este tipo de plantas (sin importar su capacidad) como FNCER como una fuente de oportunidad para su desarrollo, pues aumenta el interés de los inversores en este tipo de fuentes de energía. Cabe anotar, que Colombia tiene uno de los más altos potenciales en centrales a filo de agua en el mundo.

[5] https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11732/OsorioLondo%C3%B1o_Iverson_2017.pdf?sequence=1.
[6] Ibidem
[7] http://documents.bancomundial.org/curated/es/161501468243263796/Colombia-Amoya-River-Environmental-Services

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No. 71-52, Torre A Oficina 706
Bogotá, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

A su vez, cabe resaltar que la inversión en este tipo de proyectos contribuye significativamente a satisfacer la creciente demanda de energía y a la electrificación de áreas remotas y rurales, de acuerdo con los compromisos suscritos en el Acuerdo de Paz firmado el pasado 24 de Noviembre de 2016[8]. Como en nuestro caso, en el que se favorecerá el desarrollo y la electrificación de zonas rurales localizadas en el Departamento del Chocó.

3. Las Plantas a Filo de Agua cumplen con todos los objetivos del Proyecto de Decreto para la contratación a largo plazo de proyectos FNCER

Con las Plantas a Filo de Agua se cumplen a cabalidad los objetivos establecidos en el artículo 2.2.3.8 7.3. del Proyecto de Decreto, que son:

i) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.

iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.

iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.

v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica

vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica

Con la instalación de Plantas a Filo de Agua es claro que se cumplen con los objetivos en los numerales i), iii), y iv). A su vez, proyectos como el de Talasa sí cumple con los objetivos señalados en los literales ii), v) y vi). A continuación, exponemos las razones:

a) Objetivo ii): *"fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador"*:

La resiliencia en el sector de generación eléctrica hacia la variabilidad climática no se logra necesariamente buscando tecnologías de generación diferentes a la hídrica. Esto también se puede lograr, con cero emisiones, diversificando los ríos y las cuencas en los cuales se encuentren las plantas de generación.

[8] Sección 1.3.1.3. http://www.altocomisionadoparalapaz.gov.co/procesos-y-conversaciones/Documentos%20compartidos/24-11-2016NuevoAcuerdoFinal.pdf

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

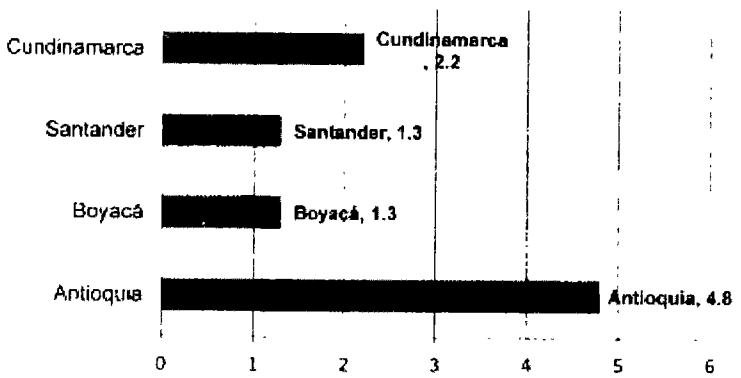
Carrera 7 No 71-52 Torre A, Oficina 706
Bogotá, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 7716

Actualmente en Colombia cuatro cuencas son en las que están la mayor parte de las centrales hidroeléctricas. La gráfica 1 expone las principales cuencas con su capacidad instalada.

Gráfica 1

Capacidad GW, principales cuencas en Colombia



Fuente: XM, UPME

Existen cuencas, como la del Río Atrato, que no han sido utilizadas para que en ellas se instalen centrales hidroeléctricas. En el Río Atrato, como muy pocos en Colombia, tiene comportamientos atípicos en momentos de hidrología crítica y, por lo tanto, se pueden considerar como uno de los ríos que puede otorgar mayor resiliencia al sector eléctrico. Al no ser esta una cuenca observada por el sector eléctrico no existe información sobre los aportes de este río en las publicaciones de XM. En efecto, sólo hasta el 2001 existió una estación de medición de caudal, pero una creciente en ese año cambió el perfil del río y se llevó equipo y, la información que tenemos es que el IDEAM no restableció el equipo para realizar las mediciones.

Sin embargo, el IDEAM tiene publicado en su página el Estudio Nacional del Agua realizado en 2010. En este estudio, en el capítulo 7 se menciona que:

> *"Los resultados permiten inferir que El Niño tiene efectos sobre la hidrología colombiana, con reducciones significativas (hasta del 40%) en la oferta del trimestre*

Talasa Projectco S.A.S E.S.P.

Carrera 7 No 71-52 Torre A, Oficina 708
Bogotá, D C Colombia

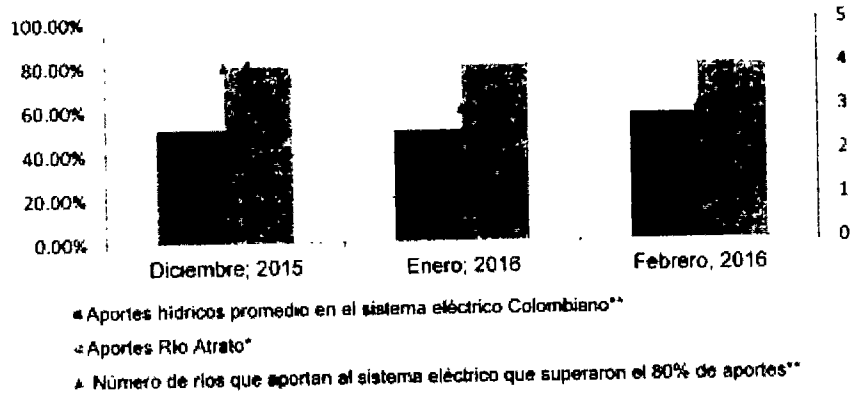
Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

DEF para algunas zonas del país uno de los más secos en promedio sobre el territorio Según este análisis, en la zona del Pacífico las disminuciones son del 20% para ríos como el Atrato y el San Juan "[9]

Ahora, se observó el comportamiento de los ríos que alimentan al sector eléctrico durante el pasado periodo de El Niño en los meses de diciembre 2015 y enero y febrero de 2016. Los aportes hídricos durante estos meses bajan entre un 43% y 50% sobre el promedio. Una afectación mayor a la mencionada en los análisis del estudio del IDEAM. Muy pocos ríos tienen un comportamiento en que la afectación sea menor a un 20%.

En la gráfica 2 se expone el comportamiento promedio de las cuencas que aportan a los generadores hídricos de Colombia. Se observa que su reducción es mucho mayor que l la que se presenta en el río Atrato. En el eje derecho se exponen el número de ríos que tuvieron una merma de aportes hídricos menor al 20% durante este periodo. Para diciembre de 2015, solamente 4 ríos tuvieron el comportamiento y para enero y febrero de 2016 solamente 3. Ningún río tuvo un comportamiento de aportes menores constantes durante los tres meses. El total de los ríos que alimentan al sector eléctrico colombiano es de 29.

Gráfica 2



b) Objetivo vi). *"Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica".*

Incorporando el Río Atrato al parque generador, se logra una mitigación de los efectos del cambio climático, ya que en los eventos severos de hidrología se contaría con un recurso más confiable comparado con las otras cuencas, como se explica anteriormente.
Esto aumenta la complementariedad de los recursos y, por lo tanto, la confiabilidad del sistema eléctrico.

[9] Estudio Nacional del Agua http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/021888/CAP7.pdf

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No 71-52, Torre A Oficina 706
Bogotá, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

Con lo anterior, se quiere exponer que los objetivos del Proyecto de Decreto se cumplen con la incorporación de las Plantas a Filo de Agua, particularmente las ubicadas en cuencas que cuentan con efectos menores durante un fenómeno de sequía.

En conclusión, las Plantas a Filo de Agua son una de las opciones más apropiadas para satisfacer la creciente demanda de energía, mediante energías renovables, con mínimo impacto ambiental, especialmente en países como Colombia, donde existe un enorme potencial de energía hidroeléctrica.

4. Criterio de capacidad máxima para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como FNCER en el Proyecto de Decreto

El artículo 2.2.3.8.7.6 del Proyecto de Decreto para definir que se trata de un proyecto con FNCER se remite a la Ley 697, sin embargo, luego establece "*independientemente de su tamaño y tecnología*".

Así entonces, no es claro el Proyecto de Decreto en definir un proyecto FNCER pues mientras que la definición de pequeños aprovechamientos hidroenergéticos de la Ley 697 establece un límite de capacidad instalada de 10MW, el Proyecto de Decreto levanta cualquier límite de tamaño

Considerando lo anterior, interpretamos que el Ministerio, al incluir la frase "*independientemente de su tamaño y tecnología*", pretende que no se dé aplicación a la definición de la Ley 697, en lo pertinente a la clasificación de pequeños aprovechamientos hidroenergéticos.

En efecto, dicha interpretación permitirá el desarrollo de proyectos hidroeléctricos a filo de agua, que contribuyen a alcanzar la reducción de emisiones de GEI para el sector de energía eléctrica de acuerdo con la COP21 y la promoción de FNCER en el Sistema Energético Nacional con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica. Igualmente, como fue explicado anteriormente, para cuencas como la del Río Atrato, se logra una mayor resiliencia del sector de energía eléctrica.

Así mismo, permitirá diversificar la matriz energética pues incentivará la incorporación de los proyectos hidroeléctricos a filo de agua en cuencas no tradicionales al sistema de aprovechamientos hidráulicos.

Debido a la geografía de Colombia, existe un gran potencial de desarrollo de Plantas a Filo de Agua, gracias a la cantidad de cauces superficiales y pendientes presentes en muchas zonas. Aunque dichas plantas no pretenden reemplazar a las grandes centrales generadoras, son consideradas soluciones competitivas para la producción de energía que garantizan una explotación óptima del recurso hídrico disponible.

En ese sentido, este tipo de aprovechamientos hidráulicos favorece la disminución del consumo de productos derivados del petróleo, gas natural, carbón y leña, reduciendo con

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No. 71-52, Torre A Oficina 706
Bogota, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

ello las emisiones de gases de efecto Invernadero y se perfila como una nueva fuente de generación alternativa a las históricamente utilizadas en el país Adicionalmente, los aprovechamientos hidroeléctricos se ubican en zonas cercanas a la infraestructura eléctrica siendo más económica su conexión al sistema. Esto es diferente en los proyectos eólicos, los cuales se encuentran en su mayoría en La Guajira, obligando a inversiones costosas en conexión.

Considerando lo anterior, es importante para TALASA entender, cómo se clasifica un proyecto de generación hidráulica filo de agua, como un proyecto FNCER y si dicha clasificación como FNCER es independiente de su tamaño.

5. Criterio para establecer el límite previsto en la Ley 697 para las Plantas a Filo de Agua

Como expusimos anteriormente, la Ley 697 limita los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (como FNCER) a una capacidad instalada de máximo 10MW.

No obstante, ni en dicha ley ni en su exposición de motivos[10] se establece criterio o argumento alguno bajo el cual la Ley 697 estableció el límite de 10 MW para los aprovechamientos hidroeléctricos.

En ese sentido, solicitamos que no se tenga una limitación para la declaratoria de un proyecto como FNCER o, que por el contrario dicho límite se establezca con base en el caudal de cada río utilizado, toda vez que de esta forma se maximizaría la eficiencia de cada planta y se incentivaría la inversión en este tipo de proyectos.

6. Inclusión expresa de las Plantas a Filo de Agua como fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER)

Como señalamos anteriormente, la Ley 1715 define las 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*" e incluye la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares, así como otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

A su vez esta misma ley define la energía de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de la siguiente manera:

> "*Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala*".

Teniendo en cuenta que la energía de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos será considerada como FNCER, para TALASA es importante que dentro de esta clasificación

[10] Exposición de motivos Gaceta 314/99. Ponencias en el Senado y Cámara de Representantes en las Gacetas 436/99, 566/99, 292/00 y 339/00.

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No 71-52 Torre A Oficina 708
Bogotá, D.C Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

sean incorporadas todas las centrales hidroeléctricas de pasada o filo de agua sin importar su capacidad

Lo anterior, dado que la posibilidad de aplicar el límite previsto en la Ley 697 desincentiva la instalación de centrales hidroeléctricas que puedan aprovechar la explotación óptima de diferentes recursos hídricos disponibles con capacidades superiores a 10MW.

En el desarrollo de proyectos a filo de agua, para estimar el potencial disponible del recurso hídrico en un caudal se calcula el producto del peso específico del agua, el caudal y la altura bruta. El peso específico del agua es una constante, por lo tanto, la potencia disponible dependerá siempre de la cantidad de caudal aprovechable y de la diferencia de altura entre dos puntos del caudal

Por este motivo, desniveles significativos o grandes cantidades de agua, son atractivos para la instalación de una central hidroeléctrica. Es el caso de grandes caídas de agua en sectores cordilleranos o caudales significativos con menor pendiente.

Al implementar el límite de 10MW, se desincentivará el desarrollo de este tipo de proyectos en zonas con un alto potencial o, por el contrario, incentivará el desarrollo de proyectos de este tipo sin maximizar o aprovechar el caudal aprovechable, sólo para poder lograr los beneficios establecidos en la Ley 1715.

Esa energía desaprovechada deberá ser suplida con tecnologías más costosas y/o más contaminantes, ambos escenarios son contrarios a los objetivos de la Ley 1715.

Adicionalmente, cabe resaltar que los proyectos de Plantas a Filo de Agua tienen beneficios adicionales para el desarrollo sustentable, y son preferidos por compradores de bonos de carbono, debido a la facilidad con la que se pueden determinar la línea base y el cumplimiento de requisitos establecidos en el 2001 por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En consecuencia, solicitamos que se reconozcan las centrales hidroeléctricas de pasada o filo de agua como FNCER independientemente del tamaño y, por lo tanto, se permita su participación en los mecanismos de contratación de largo plazo para la venta de energía que se establezcan en el decreto definitivo y en las normas sobre su implementación

7. **Una interpretación normativa que excluya a las Plantas a Filo de Agua de capacidad superior a 10MW como fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) resultaría contraria a las normas y principios de la libre competencia**

Considerando los vacíos normativos descritos anteriormente, una interpretación que excluya a las Plantas a Filo de Agua de capacidad superior a 10 MW como FNCER y, consecuentemente, impida la participación de estos proyectos en el mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación FCNER, resultaría contraria a las normas y principios de libre competencia al: (i) otorgar un tratamiento diferenciado a ciertas tecnologías de generación sin fundamentos objetivos, y (ii) limitar el número y variedad de competidores en un segmento del mercado.

Talasa Projectco S.A.S. E.S.P.

Carrera 7 No. 71-52 Torre A Oficina 708
Bogotá, D.C. Colombia

Telephone +1 212 231 8033
Fax +1 212 231 1718

TALASA

En este sentido, obsérvese que la limitación prevista en la Ley 697 en términos de la capacidad de los aprovechamientos hidráulicos no se extiende a las demás fuentes de energía ambientalmente sostenibles, como la energía solar, eólica, biomasa y geotérmica. En consecuencia, bajo el supuesto en el que el Proyecto de Decreto acogiera la definición establecida en el artículo 3 de la Ley 697, los únicos proyectos de energía sostenible a los que se les estaría limitando la posibilidad de participar en los procesos de contratación a largo plazo serían a los proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico que superen el límite de los 10MW, es decir, la única tecnología que resultaría limitada en razón a su capacidad sería la hidráulica.

Bajo este supuesto, el Proyecto de Decreto estaría aplicando condiciones discriminatorias a ciertos proyectos (y puntualmente a ciertas tecnologías), sin que existan razones objetivas que justifiquen dicho trato diferencial. Máxime cuando, al margen de su capacidad, las Plantas a Filo de Agua no sólo cumplen con los parámetros técnicos y ambientales para ser considerados proyectos de FNCER y con los objetivos previstos en el Proyecto de Decreto para la contratación a largo plazo, sino que también generan beneficios y eficiencias significativas desde las perspectivas de confiablidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica

Adicionalmente, al restringir el acceso a proyectos de FNCER fomentados por el gobierno a las Plantas a Filo de Agua de capacidad superior a los 10MW, se estaría limitando el número de proponentes de proyectos de energía sostenible, lo cual podría desincentivar el desarrollo de proyectos que superen el límite de 10MW en zonas con un alto potencial, o, como bien se indicaba anteriormente, incentivar el desarrollo de proyectos sin maximizar o aprovechar el caudal aprovechable, desconociendo los objetivos que busca la 1715 y limitando el acceso de competidores al mercado.

Cordialmente,

Javier Sánchez de Lamadrid
Representante Legal
TALASA PROJECTCO S.A S E.S.P.

MINMINAS

Comentario 8
De: Ramón Fiestas
amon.fiestas@gwec.net
Fecha: 9 de febrero de 2018, 10:52

GWEC

Ministerio de Minas y Energía

República de Colombia

Sr. Ministro; Dr. Germán Arce Zapata

OBSERVACIONES DE GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC) AL 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones.***

9 de febrero de 2018

Preliminar

La industria eólica internacional representada en GWEC, acoge favorablemente la iniciativa normativa de ese Ministerio de Minas y Energía de reglamentar los lineamientos de la política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía eléctrica.

En el mismo sentido hemos acogido la consulta pública promovida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *sobre alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*, en la que hemos contribuido en aras a que esa autoridad energética a la que nos dirigimos pueda definir la regulacion que mejor se adapte las necesidades de los inversores, y de este modo contribuir a que se puedan alcanzar los ambiciosos objetivos políticos expresados en el *Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país"*.

En efecto, el proyecto que analizamos entronca con las altas aspiraciones que formula la Ley 1753 de 2015, que se asienta sobre la denominada estrategia trasversal de ***crecimiento verde,*** encaminada a contribuir a la profunda transformación de Colombia hacia un nuevo país.

El substrato de esa estrategia reside en la priorización de opciones de desarrollo y de crecimiento del país, en este caso basados en la innovación y el aumento en la productividad de los recursos naturales renovables, la producción sostenible, la reducción de los costos de contaminación y la mitigación al cambio climático.

En definitiva, la estrategia de crecimiento verde trata de promover cambios estructurales hacia procesos más eficientes e incluyentes que maximicen los beneficios económicos, sociales y ambientales, propendiendo por la equidad y la reducción de la pobreza.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Pues bien, esos cambios estructurales se han encomendado a la iniciativa privada a traves de la activación de inversiones encaminadas a materializar esos objetivos, y, en este punto queremos destacar particularmente el potencial de la industria eólica, habida cuenta de que dentro de las nuevas tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables, se trata sin duda de la que mayores retornos socio-economicos, ambientales y energéticos proporciona, y por ello la que en mayor medida puede contribuir a dicha estrategia [1]

Para que pueda efectuarse el despliegue de las inversiones asociadas a los activos e instalaciones que aprovechan esta fuente de energia, se precisa de un marco normativo cuya formulación proporcione la suficiente certidumbre a los inversores a cerca de las condiciones en las que se prevé el desarrollo de la actividad, y su sostenibilidad en el largo plazo, todo lo cual para alcanzar la seguridad jurídica a la que aspiran los inversores y operadores economicos involucrados en esta estrategia de crecimiento verde a la que también está llamada la inversión extranjera.

Primera:

El proyecto de Decreto que comentamos si bien propone un marco claro de los lineamientos de la política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), bajo nuestra consideración debieran quedar mas reforzados al definir las caracteristicas que delimitan el mencionado mecanismo.

En concreto, el articulo 2.2.3.8.7.3.- define los objetivos que debe reunir ese mecanismo, siendo de nuestro mayor interés subrayar que todos los objetivos enunciados en el precepto remiten de manera incontestable a la necesidad de transformar el sector de la generación de electricidad mediante la utilizacion de las

[1] http://development.irena.org/Publications/2017/JUN/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-Onshore-Wind, IRENA

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

fuentes renovables de energía con objeto de avanzar en la senda de los Acuerdos de protección ambiental y del Clima de Paris.

En efecto, mas adelante el Artículo 2.2.3.8.7.7.- resulta elocuente cuando dispone que el mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, deberá procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario *Business as Usual (BAU)* de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en el marco de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Y en este punto queremos destacar que el alcance del citado mecanismo en el caso concreto de Colombia, debe responder al doble objetivo de mitigar los efectos del Cambio climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, y de aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica, pues así lo dispone con toda precisión el citado artículo 2.2.3.8.7.3.- en su epígrafe V.

Sin embargo, cuando el articulo 2.2.3.8.7.5.dispone que para definir y establecer las condiciones del mecanismo tendrá en cuenta entre otros aspectos un esquema competitivo de asignación para el volumen y plazo del producto que se defina, sin que ese producto (energia o potencia) que se vaya a asignar quede vinculado a la participación de proyectos de ninguna tecnologia de FNCER en concreto, el mecanismo queda a nuestro juicio desconectado del objetivo de aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energia eléctrica, habida cuenta que la asignación del producto se habría de producir de manera estrictamente aleatoria en base al esquema competitivo sin mas, sin tener en consideración la naturaleza de los recursos renovables utilizados, y por lo tanto al margen de la planificación de la generación eléctrica para asegurar la futura disponibilidad para atender la demanda teniendo en cuenta la complementariedad de las nuevas fuentes de energías renovables.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Es decir, para que el mecanismo de asignación asegure la contribución de las nuevas tecnologías de generación de electricidad a la estrategia de crecimiento verde en los términos previstos, debe asegurar que el esquema competitivo de asignacion del producto quede acoplado tanto a las previsiones cuantitativas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que fueron acordadas, como particularmente, a las previsiones de la generación eléctrica para la cobertura de la futura demanda eléctrica, en concreto teniendo en cuenta la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.

Ello implica que el esquema competitivo de asignación del producto debiera responder y respetar contingentes de energía o de potencia instalada que hubiesen sido previamente identificados para cada fuente de energia tomando en consideración su complementariedad con los recursos existentes, y en concreto respondiendo al objetivo de mitigar los efectos del Cambio climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, que en este caso está fuertemente apalancado en la generación hidroeléctrica, de ahí que bajo nuestra consideración la asignación del producto debiera de producirse en el ámbito de la competitividad de los proyectos pertenecientes a cada una de las opciones tecnológicas de manera independiente entre si.

Estimamos por ello conveniente completar el artículo 2.2.3.8.7.5., cuando enuncia las características del mecanismo para aclarar que este definirá el volumen y plazo del producto a adjudicar, específicamente delimitado para cada tecnologia del FNCER, cuyos proyectos serán seleccionados a traves del mecanismo competitivo, aplicado entre los proyectos de cada una de estas tecnologías de manera independiente entre si

Del mismo modo, seria muy conveniente para la industria y en general para los inversores y operadores en este rubro, que el Decreto incorporase mucha mayor previsibilidad y concreción con respecto a la periodicidad y recurrencia en la activación del mecanismo, al menos en el horizonte temporal en el que la Nación deberá procurar

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica para el año 2030, de modo que durante ese periodo se asegure que el mecanismo se activará al menos en cada anualidad para avanzar en el cumplimiento de esas metas. Puede observarse esta buena práctica regulatoria en el Derecho comparado, en concreto en la reciente reforma energética de los Estados Unidos Mexicanos.

De otra parte, es deseable que el proyecto de Decreto incorpore como uno más de sus lineamientos de la política pública para la contratación a largo plazo proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable, un mandato expreso para llevar a cabo el desarrollo reglamentario de un procedimientos administrativo específico para los proyectos de instalación de generación eléctrica asociados a los productos que sean asignados a través de la aplicación del mecanismo, procedimiento basado la reducción de todos los plazos necesarios para la obtención de las licencias y autorizaciones, la aplicación del silencio administrativo positivo para la obtención tácita de todas las resoluciones administrativas aparejadas al desarrollo de dichos proyectos, y, la simplificación de los trámites administrativos para la obtención de todas las licencias, autorizaciones y permisos mediante su concentración en un solo organismo encargado de su tramitación a modo de "Ventanilla única".

Todo ello se justifica a nuestro juicio en la necesidad de asegurar de manera efectiva los objetivos que han promovido la implantación del mecanismo de asignacion con la finalidad de dar cumplimiento a la estrategia trasversal de ***crecimiento verde*** en la Ley 1753 de 2015, y de contribuir a la transformación que esta propugna.

Segunda:

Por lo que se refiere a la necesidad de asegurar que el mecanismo queda acoplado efectivamente a los objetivos para los que ha sido concebido en la propuesta de Decreto, quisiéramos destacar el hecho de que garantizar la explotación de los recursos naturales renovables que resulten más complementarios con los recursos

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

hidroeléctricos del Sistema Interconectado Nacional, es uno de los ejes básicos sobre los que se asienta la estrategia de crecimiento verde, habida cuenta que con ello lo que persigue no es otra cosa que mitigar los efectos de las sequias prolongadas sobre la disponibilidad de generación eléctrica, tanto para asegurar la cobertura de la futura demanda electrica garantizando una mayor seguridad y confiabilidad en la explotación del Sistema Interconectado Nacional, como para evitar costos no deseados teniendo en cuenta la mayor capacidad de almacenamiento hidraulico favorecido por la mayor penetración de las fuentes RNC que mayor complementariedad presentan con respecto a las necesidades de abastecimiento hidroeléctrico, como es el caso, de la generacion de origen eólica.

Este es precisamente unos de los objetivos básicos que el mecanismo debe asegurar cuando el propio proyecto de Decreto que comentamos recuerda que "*(...) para el pais resulta necesario explorar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentuan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del pais (...)*".

La fuente de generación de electricidad de origen eólico resulta extraordinariamente complementaria con la hidroeléctrica como tendremos oportunidad de ilustrar en mayor detalle.

Y, en relación a esta caracteristica, queremos destacar que uno de los riesgos principales que trata de paliar la estrategia de crecimiento verde es el derivado de una falta de complementariedad de las fuentes de energia renovables que tiene el pais, cuando advierte que debido a la alta penetración *de la capacidad efectiva de generación de electricidad con plantas térmicas, bajo escenarios de reducción de la precipitación, la generación termica podría incrementarse, generando un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las cuales actualmente representan el 8,5 % de las emisiones del pais (Ideam, 2009, p. 25)*."

Pues bien, la alta complementariedad de la generación eólica y la hidroeléctrica es una realidad indiscutible en la mayor parte de los mercados eléctricos que gozan de alta

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

penetración de generación eólica. Este atributo es particularmente notorio y relevante en los mercados eléctricos de América Latina con mayor presencia de generación hidroeléctrica y al mismo tiempo eólica, como son los de Brasil [2] y Uruguay [3].

En el caso de Uruguay, fueron realizados estudios de simulación con la finalidad de determinar la necesidad de incrementar el respaldo térmico como consecuencia de una alta penetración de generación variable en el sistema electrico, y sorprendentemente, los estudios revelaron que lejos de necesitar incrementos de respaldo de potencia firme, se podia prescindir de 300 MW térmicos de los previamente previstos, y se concluyó que la energía eólica disminuye las necesidades de respaldo de potencia firme del sistema, lo que se explica porque desplaza en el mercado a las fuentes tradicionales, entre ellas la hidráulica, con lo que ahorra recursos hidráulicos al sistema y permite que con esa agua ahorrada se responda mejor a las demandas del despacho en los momentos críticos del sistema. Es decir se aumenta la disponibilidad de hidroeléctrica despachable

En Colombia, se han realizado investigaciones sobre la complementariedad entre recursos renovables (COWI 2015; Ealo-Otero 2011; Vergara y otros 2010), y particularmente en el reciente estudio auspiciado por el Banco Interamericano de Desarrollo [4], que evidencian la realidad de esta fuente energética de respaldo durante las temporadas de baja hidrologia, la capacidad de mejora de la operación del sistema si se tiene un mayor conocimiento de su comportamiento y caracteristicas en periodos mensuales (estacional, en el periodo de un año), remitiendo con claridad a una

[2] http://engemausp.submissao.com.br/17/anais/arquivos/59.pdf; ENERGIA EÓLICA E COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA: ESTRATÉGIA E DESAFIO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
http://www.redalyc.org/html/4815/48154728900 4/ COMPLEMENTARIDADE HIDRO EÓLICA: DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NACIONAL S. S. F. SILVA[1*] , A. C. ALVES[2], Â. M. C. Ramalho1,2 , C S. LACERDA[1] e C. M. SOUSA[2] [1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG Universidade Estadual da Paraiba - UEPB sandrasereide@yahoo.com.br*

[3]https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2016/GCDDTAAMALC16/GCDDTAAMALC16.pdf
Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay. INFORME FINAL Febrero de 2016 – Montevideo Uruguay. Autores: Milena Gurin, Eliana Cornalino, Alejandra de Vera, Martin Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal, Rodrigo Alonso Suárez, Pablo Modernell, Daniel Aicardi, Agustin Laguarda y Ruben Chaer.Fundación Julio Ricaldoni

[4] Energias renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia, Juan Roberto Paredes / John J. Ramirez C. / 2017 ; BID

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

distribucion temporal, geográfica, estacional e interanual de los recursos renovables no convencionales que mejor se adaptan a las características climáticas del país y complementan los recursos hídricos disponibles en las centrales hidroeléctricas actuales en Colombia, cuya explotación requiere de una asignación programada tomando en consideración esas características particulares de cada tecnología en relación con su complementariedad con los recursos hídricos existentes, lo que no se concilia con un mecanismo de asignación aleatorio como resultado de un proceso estrictamente competitivo que enfrente entre si las diferentes tecnologías que han sido llamadas a desempeñar esa función de complementariedad.

El estudio es conciuyente en el sentido que señalamos, cuando afirma que "*.. A nivel nacional, los mayores coeficientes de correlación estacionales medios (negativos) se hallaron en los sitios eólicos y solares de las Planicies Orientales y en los sitios solares de la region de Antioquia. A nivel regional, los sitios eólicos del norte/este presentan complementariedad estacional con los ríos del norte. Los sitios eólicos del sur/centro y los ríos del sur/centro tambien presentan complementariedad estacional. Los sitios solares en el norte/este presentan complementariedad estacional con los rios del norte y los sitios solares del sur/centro y los ríos del sur/centro también muestran complementariedad estacional.*"

En el mismo sentido cuando concluye que " *El rango del coeficiente de correlación R interanual de los sitios eólicos-hidroeléctricos y solares-hidroeléctricos es diverso. A nivel nacional, las mayores complementariedades se observaron en los sitios eólicos de Tolima y los Andes Orientales y en los sitios solares del sur/Andes Orientales/Andes Occidentales. A nivel regional, los sitios eólicos sobre los Andes Orientales en el norte presentan complementariedad interanual con los rios del norte Los sitios solares de los Andes Orientales y los rios en el norte/centro presentan complementariedad interanual. • Los futuros parques eólicos y plantas solares situadas en los sitios seleccionados podrian servir de respaldo para las centrales hidroeléctricas durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología.*"

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Resulta pues necesario que el mecanismo de asignación asegure que cada tecnologia podrá desempeñar esa función en los volúmenes que sean programados para cada una de ellas

En lo que se refiere al mecanismo de asignación del producto para alcanzar ese doble objetivo de mitigar los efectos del Cambio climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, y de aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energia eléctrica, no podemos dejar de referirnos a la reciente experiencia regulatoria de Argentina, a traves del programa RenovAr.

En efecto, el mecanismo de asignación diseñado en dicho programa para alcanzar una mayor participación de las FNCER en la matriz de generación eléctrica en dicho pais, con oojetivos idénticos a los que delimitan el mecanismo en el Decreto que comentamos, logra preservar una esquema competitivo de asignación del producto asegurando la complementariedad de los recursos disponibles bajo un esquema en el cual ha sido previamente definida el volumen del producto a asignar para cada tecnologia, produciéndose la asignación exitosa del producto a través del mecanismo competitivo entre proyectos pertenecientes a cada una de las tecnologias, motivo por el cual quedan garantizados los contingentes previstos para la complementariedad de cada una de las fuentes

A nuestro juicio en la formulación propuesta en el proyecto de Decreto, debería tenerse presente el objetivo primordial de preservar que el mecanismo descrito no colisione con el objetivo de la estrategia energética de lograr esa complementariedad, de ahi que a través de ese mecanismo en ningún caso resulten excluidos de llamado a la inversión proyectos de origen eólico a resultas de que el mecanismo competitivo someta a estos a la competencia con respecto a otras tecnologias que también utilizan como fuente primaria otras FNCER diferentes y menos complementarias o incluso más exigentes para el consumo de los recursos hidricos, de ahi que podamos proponer que sea completada la definición del mecanismo con la siguiente formulación:

"Artículo 2.2.3.8.7.5.- Características. - El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, tendrá en cuenta como mínimo los siguientes aspectos para definir y

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

establecer las condiciones del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto:

i) Esquema competitivo de asignación entre proyectos de una misma tecnología de FNCER.

ii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará para cada tecnología de FNCER.

iii) Periodicidad de su aplicación, que será de al menos una vez al año hasta que se alcancen los objetivos de reducción de emisiones GEI acordados.

iv) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.

v) Entidad responsable de su implementación. "

Por lo expuesto,

SOLICTAMOS AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA, que tenga por presentado este escrito con las observaciones que en él se contienen con relacion **al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones***, se sirva admitirlo, y, en definitiva disponga las modificaciones del citado proyecto en los términos que hemos dejado interesados.

Ramón Fiestas, Presidente del Comité Latinoamericano

Steve Sawyer, Secretario General

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

MINMINAS

Comemtario 9
De: NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS
normatividadenergiaygas@isagen.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 11:11

ISAGEN

E2018-001198

662

Medellin 01 FEB 2018

Señor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energia
Calle 43 57-31 CAN
Teléfono 1-2200300
Bogotá D.C

Referencia Propuesta de Decreto donde se establecen lineamientos de politica Pública para contratación de largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía

Señor Ministro:

Agradecemos la invitación para presentar comentarios sobre el tema de la referencia, el cual sin duda genera gran inquietud entre los agentes del mercado eléctrico A continuación expresamos las consideraciones e inquietudes de ISAGEN sobre el mismo.

En primer lugar vemos importante que las señales regulatorias que se presentan entre el Gobierno y la CREG sean acopladas, máxime en un tema tan relevante para el sector, que no sólo afecta la contratación de largo plazo de las FNCER sino de la totalidad del mercado y debe hacerse en congruencia con los mecanismos de expansión del sistema existentes

En nuestro concepto el borrador de decreto, representa un cambio de reglas que crea inestabilidad jurídica, ya que algunas de las medidas que se entiende se desprenden de su implementación ponen en riesgo la suficiencia financiera de las inversiones que se han realizado en el país

Estamos convencidos de que el sector de generación de energía incorporará las fuentes de energia no convencionales cuando el mercado las requiera en virtud de su complementariedad con las tecnologías existentes También creemos que forzar la entrada de una tecnología al darle privilegios a otras, va en contravía de la libre competencia y de las normas que han regido el mercado eléctrico colombiano, cuyo principio de neutralidad tecnológica ha brindado estabilidad a los inversionistas y ha permitido la expansión del parque generador

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

En la actualidad el mercado presenta un exceso de oferta con la inminente entrada en operación del Proyecto Ituango y el respaldo de generación asociado a la planta de regasificación de la Costa Caribe, esto sumado al hecho de que la demanda está creciendo marginalmente Por ello consideramos que el Ministerio y la Comisión de Regulación pueden estar tranquilos frente al abastecimiento eléctrico y tomarse un tiempo prudencial para regular de manera integral los cambios en los esquemas de contratación de largo plazo y el Cargo por Confiabilidad. Incentivar contratos de largo plazo exclusivos para FNCER no generará otro efecto que remplazar el mecanismo de expansión y, eventualmente, podría sobre instalar el parque generador. En este caso, debe considerarse que los crecimientos de demanda han sido inferiores a las tasas previstas en el momento en que se subastaron algunas de las plantas de entrada reciente

El mecanismo propuesto en el proyecto de decreto, genera impactos en el mercado, en el funcionamiento de las plantas existentes y la formación de precios. Es un hecho que tener algunas plantas con contratos a precio fijo de largo plazo, frente a otras que hacen sus ingresos en el corto y mediano plazo genera distorsiones en el precio de la energía y en el mercado. Adicionalmente dentro del precio de la energía en Colombia se recauda el Cargo por Confiabilidad, ingreso que solo deberían tener las plantas que prestan este servicio y no, por ejemplo el tipo de plantas que se quieren incentivar

De igual manera consideramos que la obligatoriedad de la demanda a comprar un tipo de energía que no ofrece firmeza debe asegurarle a la misma que su precio medio disminuye y que en condiciones de escasez el servicio se preste de manera eficiente y confiable, situación que no se puede asegurar sin un correcto diseño de los esquemas de mercado y análisis de impacto de las reformas propuestas. La ubicación de las plantas en sitios alejados de la demanda, puede terminar aumentando la tarifa por la remuneración del transporte o el aumento de las restricciones. Es importante que la eficiencia económica continúe siendo un principio fundamental del modelo de expansión del parque generador.

Adicionalmente, una de las motivaciones para expedir el decreto es el compromiso de Colombia con el Acuerdo de París y la disminución de emisiones. Coincidimos en que es necesario que el país cumpla la meta de reducción, pero a diferencia de lo que plantea la propuesta normativa, el parque generador es eficiente y limpio. Consideramos que los cambios deben enfocarse en sectores como el de transporte, en el cual la generación eléctrica podría apoyar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones del país a través de incentivar su electrificación.

Confiamos en que el Ministerio analice la conveniencia de expedir esta norma en el marco de las demás reformas que se vienen evaluando para asegurar la consistencia regulatoria Las fuentes renovables no convencionales de energía están siendo competitivas en el mundo por lo que llegarán a Colombia cuando las necesidades de expansión lo ameriten fortaleciendo la complementariedad de la matriz energética del país. Invitamos al Señor Ministro a continuar apoyando a la CREG en su esfuerzo por complementar los mecanismos

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

MINMINAS

ISAGEN

de contratación, por ejemplo, a través de la creación de un mercado de contratos de largo plazo en el cual puedan concurrir demanda y todas las tecnologías de generación, lo cual sin duda permitirá cumplir con los mismos objetivos que plantea el proyecto de decreto en cuestión.

Esperamos Señor Ministro que estos comentarios le sean útiles en el complejo esfuerzo de mantener reglas de juego claras que incentiven la eficiencia del mercado eléctrico y que beneficien a todos los colombianos.

Cordialmente,

CAMILO MARULANDA LÓPEZ
Gerente General

Copia
Doctora Carolina Soto, Alta Consejera para Asuntos del Sector Privado, Presidencia de la República de Colombia (Carrera 8 7-26 – Bogotá, D C . Tel 1-5629300)
070, 200, 600 662

Marcha V/Mariluz Y

MINMINAS

Comentario 10
De: Gerencia de Regulación, CODENSA S.A. ESP
gregulac@enel.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 11:39

Bogotá D.C.. 7 de febrero de 2018
CGRRI-010-18

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57-31
Bogotá D.C. – Colombia

Asunto. Comentarios al proyecto de decreto "*Por el cual se adiciona el Decreto Unico 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones*"

Respetado Sr Ministro

Acogiéndonos a la invitación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía para presentar comentarios al proyecto de decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Unico 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones", presentamos nuestras observaciones y aportes.

En primera instancia, queremos manifestar nuestro apoyo a la iniciativa propuesta por el Ministerio de Minas y Energía, la cual además de cumplir con lo establecido en la Ley 1715 de 2014 en cuanto al desarrollo de políticas para la promoción de las fuentes no convencionales de energía renovable y buscar el cumplimiento de metas país para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, impulsa la evolución del sector eléctrico promoviendo una mayor diversificación en la oferta de la canasta energética y una expansión de la generación existente, aspecto que como comercializador valoramos significativamente.

Adicionalmente y de acuerdo con los estudios que se han desarrollado en los últimos años, las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en Colombia cumplen criterios de complementariedad con los recursos existentes, aspecto que esperamos redunde en una mejor formación de precios tanto en bolsa como en contratos a largo plazo, complementando además los esquemas de contratación que actualmente son objeto de estudio por parte del regulador.

odensa

Así mismo, en el Artículo 2.2.3.8.7.7 -Alcance, el Ministerio de Minas y Energía menciona que se debe procurar la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26 % con respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030. En este aspecto, consideramos necesario que el MME profundice sobre estas metas, ya que el país tiene compromisos del 20% y en caso de cooperación internacional del 30%, por lo que entendemos esta meta implica que parte de los proyectos ser efectuarán con financiamiento o respaldo de la comunidad internacional, lo cual sugerimos que quede explícito en el documento.

Otro aspecto que sugerimos revisar es el artículo 2.2.3.8.7.8. -Revisión y Seguimiento, en el que se asigna a la UPME la responsabilidad asociadas al Plan de Expansión de Referencia en Generación y Trasmisión de Energía Eléctrica. Sugerimos que la Unidad incorpore en el análisis el aporte de la autogeneración, generación distribuida y eficiencia energética en el cumplimiento de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en Paris.

Las características del mecanismo mencionado son esenciales para una formación eficiente del precio y en ese sentido, recomendamos que uno de los principios de la política sea que el mecanismo asegure dicha eficiencia.

Sin perjuicio de la regulación específica que posteriormente se expida en desarrollo del decreto, recomendamos que exista una mayor profundidad en el desarrollo de lineamientos de política pública en donde se contemplen los siguientes aspectos generales:

- **Confiabilidad y firmeza del sistema:**
  Consideramos importante garantizar que la integración de las FNCER en el sistema eléctrico colombiano permita la correcta articulación con la canasta energética actual garantizando la permanencia de las plantas existentes que brindan la firmeza requerida en periodos de escasez.

  Para asegurar lo mencionado, proponemos que se establezca un sistema de gradualidad en la integración de las FNCER, lo cual puede darse a través de una integración progresiva de estos recursos, como complemento al esquema de Cargo por Confiabilidad.

- **Eficiencia económica**
  Reconociendo la importancia de la implementación de las FNCER en el sistema y que se requieren para cumplir con los compromisos de carácter ambiental, consideramos que el mecanismo definido en la política debe ir alineado con una formación eficiente de precios, garantizando que a la matriz energética cuente con los recursos más competitivos evitando sobrecostos a la demanda.

Continua

En consecuencia, proponemos que independiente del mecanismo que se seleccione. se plantee un precio de reserva y se aclare la participación de la demanda en este mecanismo, asegurando precios competitivos respecto a las tecnologías convencionales.

Una forma de asegurar esta eficiencia económica es a través de una adecuada definición del volumen y plazo que será asignado a través del mecanismo que se seleccione. Esta definición debe incluir aspectos como la tendencia de costos asociada a las mejoras tecnológicas y la senda para el cumplimiento de metas país.

- **Participación de la demanda:**
  Consideramos que en los lineamientos también deben quedar explícitas las condiciones de participación de la demanda. En particular y dado que la contratación de las FNCER obedecen a un compromiso país, solicitamos que esta vinculación se dé en las mismas condiciones para para la totalidad de la demanda, sea ésta regulada o no regulada, toda vez que tanto el mercado regulado como el no regulado son segmentos en competencia en Colombia.

  Con respecto al alcance de esta decreto para los usuarios no regulados, no obstante estar relacionados dentro del Artículo 2.2.3.8.7.2. –Ámbito de Aplicación.- no es clara la participación que tendrán en el mecanismo propuesto.

  De otra parte, sugerimos que el mecanismo seleccionado permita la participación activa de la demanda en la formación de precios, ofertando las cantidades de energía requeridas y los precios a que estaría dispuesta a pagar por dicha energía. Un ejemplo de ello es la subasta de dos puntas

  Es necesario que para el diseño del mecanismo seleccionado y sus características: plazo, volumen, definición del producto, se efectué una consulta pública en la que la demanda pueda participar y aportar a la construcción de la mejor alternativa, todo lo anterior en concordancia con las directrices OCDE en consideración al impacto del mecanismo para la demanda

- **Traslado a la fórmula tarifaria**
  Este aspecto que también deberá ser regulado por la Comisión depende altamente del tipo de mecanismo que se defina y en este sentido de los criterios y lineamientos emitidos por el MME, los cuales son un insumo necesario para la fórmula tarifaria de traslado de costos que establezca la CREG.

  De esta forma, en el caso en que se decida que se exija contratar una magnitud específica de demanda, esto debería reflejarse a través de la fórmula tarifaria con un traslado del 100% de los costos.

  En cualquier otro caso, es importante que la fórmula tarifaria de traslado de costos contemple el escenario de liberalización de la demanda con el fin de garantizar que ningún

codensa

sector de la demanda va a asumir sobrecostos o que por asimetría en la asignación, una empresa pueda tener una posición de desventaja que le reste competitividad frente a otras, producto de la contratación a largo plazo en el mecanismo propuesto.

Esperamos que estos aportes contribuyan al desarrollo regulatorio y normativo de la promoción de las fuentes no convencionales de energía renovables y quedamos a total disposición de efectuar las aclaraciones y aportes que el Ministerio requiera.

Cordial saludo,

DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ
Gerente de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente

Copia: Dr Mauricio Cárdenas Santamaría, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Dra. María Lorena Gutiérrez Botero, Ministra de Comercio, Industria y Turismo
Dr Luis Fernando Mejía, Director Departamento Nacional de Planeación
Dr Carolina Soto Losada, Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad
Dr Germán Castro Ferreira, Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dr Ricardo Ramírez Carrero, Director Unidad de Planeación Minero Energética
Dra Rosario Córdoba, Presidenta, Consejo Privado de Competitividad

MINMINAS

Comentario 11
De: Walter Marino Ramirez Ceron
walter.ramirez@bolsamercantil.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 12:53

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292599 FAX 6292599 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

Bogotá, 8 de febrero de 2018

BMC-0560 2018

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 – 31 CAN
pqrsd@minminas.gov.co
Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios a proyecto de Decreto publicado el 11 de enero de 2018

Respetado señor Ministro,

Nos referimos al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"* mediante el cual se establecen los lineamientos de política para la definición e implementación de un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo de proyectos de generación de fuentes no convencionales de energía renovables – FNCER.

Sobre el particular, son claros los objetivos perseguidos con el proyecto de Decreto y cómo se articulan a las metas establecidas por el Gobierno Nacional en virtud de lo dispuesto en la Ley 1753 de 2015, *"Por medio de la cual se establece el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2014 – 2018"*, así como los lineamientos fijados mediante las Leyes 1715 de 2014[1] y 1844 de 2017[2] para cumplir con los compromisos del País en materia medio ambiental y reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero – GEI, así como para diversificar la matriz energética nacional garantizando la disponibilidad de la generación de energía eléctrica para la atención de la demanda futura.

En este sentido, resaltamos el esfuerzo del Gobierno Nacional en impulsar el desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y darle tal relevancia, más aun cuando la historia reciente ha evidenciado que la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional reposa en gran medida en la disponibilidad del recurso hídrico y la generación termoeléctrica a gas natural.

[1] *Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*
[2] *Por medio de la cual se aprueba el "Acuerdo de París", adoptado el 12 de diciembre de 2015, en París, Francia*

MINMINAS

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292599 FAX: 6292579 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

BMC

Desde la BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A. hemos venido haciendo un seguimiento cercano a las disposiciones expedidas por las autoridades del sector energético Colombiano (MinMinas, CREG y UPME) y vemos con beneplácito que las medidas adoptadas se encuentran consistentemente dirigidas a expandir la cobertura de los servicios públicos de energía y gas combustible, fomentar la productividad y crecimiento de la economía y están alineadas con las tendencias internacionales para lograr la autosuficiencia energética, la eficiencia de los mercados de energía eléctrica y gas combustible derivando en la prestación de estos servicios públicos bajo los principios de calidad, continuidad y eficiencia.

A partir de lo anterior y en relación con la propuesta de Decreto en referencia, debemos destacar que la Bolsa Mercantil como prestador de los servicios como Gestor de Mercado de Gas Natural[3], actualmente se encuentra en capacidad de apoyar los procesos de implementación de plataformas transaccionales para el desarrollo del mercado de energía eléctrica mediante los mecanismos de subasta y cuenta con una infraestructura tecnológica moderna, adecuada, eficiente que le permite desplegar de manera ágil cualquier exigencia efectuada por parte de las autoridades del sector energético. Asimismo, ponemos a disposición del sector, el esquema de administración de garantías, liquidación y compensación que en la actualidad opera para los diversos productos transados a través de nuestra Entidad, cuya experiencia ya acumula más de 35 años en la operación de los mercados de títulos, valores y commodities que sin duda garantizarán la implementación de los esquemas de contratación de largo plazo propuestos para la viabilización de los proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables objeto de la misma.

Sin otro particular y agradeciendo la atención a la presente.

Cordialmente,

RAFAEL MEJÍA LÓPEZ
PRESIDENTE

Elaboró: Juan Carlos Neira Londoño, Director de Mercados Energéticos
Walter Ramírez Cerón, Profesional Senior Dirección Mercados Energéticos
Revisó: Mónica Castilla Gómez, Directora Jurídica
Carol Baez, Abogada Senior Dirección Jurídica

[3] Seleccionado mediante Resolución CREG 094 de 2014 por un periodo de cinco (5) años, a partir del 5 de enero de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2015

Comentario 12
De: Villegas, Mariana
Mariana.Villegas@bakermckenzie.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 13:13

Baker McKenzie.

9 de febrero de 2018

Camilo Táutiva Mancera
Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31
CAN
Bogota, Colombia

Por mensajería

Juan Manuel Andrade Morantes
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Comentarios al borrador 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

Apreciados Doctores Tautiva y Andrade

A través de esta comunicación presentamos a ustedes nuestros comentarios en relación con el borrador de decreto mencionado en la referencia (el "**Borrador de Decreto**").

Comentarios

1. **Obligación inminente del Estado Colombiano de garantizar el derecho a la "neutralidad tecnológica" de los consumidores de energía eléctrica, y evitar que el mismo sea malinterpretado. La forma de garantizarlo es incentivando las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) <u>con prelación sobre las fuentes convencionales</u>.**

   - En varias oportunidades, y de manera general, se ha malinterpretado en la industria energética colombiana el principio que en la práctica se ha denominado de "neutralidad tecnológica". El mencionado principio, que encuentra su fuente en las leyes 142 (Artículo 87.2) y 143 de 1994 (Artículo 6), persigue en realidad proteger los derechos de los consumidores de servicios públicos (como la energía eléctrica) contra posibles discriminaciones en tratamiento tarifario. Dice a éste respecto la Ley 143 de 1994. "*El principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones,*

ambiente sano que, de acuerdo con la Constitución Política y la jurisprudencia colombiana, resulta ser un derecho fundamental de los habitantes del territorio nacional Colombiano.

- Por lo anterior, existe un deber a cargo del Estado Colombiano (en este caso a través del MME, que constituye la dependencia del gobierno nacional encargada de definir la política pública en estos asuntos) de incentivar de todas las maneras posibles la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica que no impliquen, o que reduzcan al máximo posible, la producción de GEI y efectos contaminantes en el medio ambiente, y estos proyectos, como es de conocimiento del MME, son justamente aquellos basados en fuentes no convencionales de energía renovable.

- No es aceptable que el Borrador de Decreto se refiera entonces a "permitir la participación de proyectos de generación con FNCER", pues en este caso es claro como, más allá de simplemente permitir su participación, el MME y los organismos regulatorios tienen la obligación de favorecerlas, creando incentivos que sólo apliquen a ellas, para permitir que sean viables y se integren de manera efectiva al parque generador colombiano.

- En conclusión: mediante la creación de incentivos reales a la inversión en los proyectos del tipo antes mencionado, de generación de energía eléctrica basada en FNCER, el Estado Colombiano estaría cumpliendo a la vez con tres obligaciones:

(a) Su obligación de propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética;

(b) Los compromisos del Estado Colombiano de cara al derecho internacional, adoptados mediante leyes de la República (Ley 1665 de 2013 y Ley 1844 de 2017); y

(c) El derecho de los consumidores asociado a la neutralidad, en los términos en que lo definen las leyes 142 y 143 de 1994.

Por lo anterior, es imprescindible que el MME evite la malinterpretación del derecho a la neutralidad tecnológica, y que proceda a crear incentivos para las FNCER, que en efecto las favorezcan por encima de otros tipos de fuentes convencionales. Sin estos incentivos que las favorezcan de la manera arriba indicada, las FNCER como base de nuevos proyectos de generación se verán obstaculizadas, y el MME incumplirá con su obligación de adoptar ***"acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía"***[2].

2. **La obligación del Ministerio de Minas y Energía de incorporar las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable al parque generador colombiano tiene carácter constitucional y supranacional, además de legal**

    - Desde el año 2001 (con la expedición de la Ley 697 de 2001) existe una obligación en cabeza del Ministerio de Minas y Energía ("MME") de actuar como autoridad responsable de incentivar la

[2] Artículo 41 de la Ley 1715 de 2014.

generación de energía basada en fuentes no convencionales de energía renovable ("FNCER") en Colombia.

- Esta obligación fue reforzada a través de la expedición de la Ley 1715 de 2014 que creó obligaciones aún más concretas a ser cumplidas por el MME

- Ahora bien. Colombia ratificó, a través de la Ley 1665 de 2013 el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009, el cual considera que el uso de energía renovable debe, y aumentará drásticamente en los próximos años, debido a su papel clave en el aumento de la seguridad energética; en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; en la mitigación del cambio climático; en el alivio de la pobreza energética; en el apoyo al desarrollo sostenible, y en el impulso al crecimiento económico.

- Al ratificar el anterior Estatuto, Colombia adquiere un compromiso con la Agencia de cumplir sus parámetros de "promoverá la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable"[3]

- La novedad frente a este tema del año 2017 que trajo consigo la ratificación del Acuerdo de Paris mediante la Ley 1844 de 2017, implica que Colombia asume el compromiso de reducir en un 20 por ciento, antes del 2030, las emisiones de gases de efecto invernadero. Además de avanzar hacia la adaptación a los efectos del cambio climático y dirigirse hacia una economía baja en carbono.

- Este compromiso que adquiere Colombia implica que el Gobierno Nacional, y el responsable directo, que en este caso es el Ministerio de Minas y Energía, tiene que dedicarse INMEDIATAMENTE a implementar mecanismos (puede que no sólo uno, tal vez varios) que incentiven las FNCER. Incentivarlas no es hacer una declaración ambigua a través de un Decreto de la forma en la que eventualmente se definirá e implementará un mecanismo, significa preferirlas por encima de las demás fuentes convencionales, a manera de discriminación positiva, en la práctica; es indicarle a los operadores cómo van a entrar las FNCER al Parque Generador.

- **No ofrecer a los operadores, por medio de este Decreto, un mecanismo claro, conciso, concreto y regulado en sus reglas de juego, o por lo menos un término definido de cuándo se va definir, es una medida dilatoria por parte del Ministerio de Minas y Energía en su carrera por cumplir este compromiso supranacional que ha adquirido. Es cumplir con un formalismo que no soluciona el problema de fondo.**

- **Estos Convenios Internacionales anteriormente citados, adicionalmente, forman parte del bloque de constitucionalidad por ser ratificados éstos por el Congreso de Colombia y reconocer el derecho humano a un ambiente sano en su relación inherente con los derechos a la vida y a la salud. Lo anterior quiere decir que se eleva, con la ratificación de estos Acuerdos, la obligación que ya existía únicamente de manera legal del Ministerio de Minas y Energía a una categoría constitucional, haciéndola de prioritario cumplimiento.**

[3] Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009 Artículo II

- **El Ministerio de Minas y Energía, como autoridad responsable, desde hace ya varios años, de definir e implementar un mecanismo útil para la efectiva implementación de las FNCER no puede seguir evitando su responsabilidad, la cual dejó de ser simplemente una responsabilidad legal sino que hoy en día, con la adopción del Acuerdo de París por parte de Colombia -además de otras normas supranacionales que ya se han mencionado-, es una obligación constitucional y supranacional. Es inminente la necesidad de que se defina con claridad cuál va a ser el mecanismo a implantarse, qué características va a tener, qué incentivo tendrá cada una de las Fuentes No Convencionales, cómo va a funcionar y desde cuándo va a comenzar a regir. Es por lo anterior que exhortamos a que el Ministerio de Minas y Energía, si no va a definir en este Decreto cuál va a ser el mecanismo y sus respectivas características, sí, como mínimo, fije una fecha límite para tomar esta decisión y de esta manera evitar que este Decreto se quede en un simple saludo a la bandera imposible de llevar a la práctica.**

3. **Carácter urgente. Necesidad de fijar <u>fecha límite</u> para la determinación del mecanismo que incentivará los proyectos de generación con FNCER, y su inclusión en el parque generador colombiano. Necesidad de fijar igualmente <u>fecha límite</u> para la expedición de la regulación o reglamentación específica.**

- En adición a los argumentos presentados en nuestros anteriores comentarios, queremos enfatizar en el carácter **<u>urgente</u>** que tiene la adopción y regulación de un mecanismo concreto que permita incentivar las FNCER e incorporarlas al parque generador colombiano, con base en lo dispuesto en el Acuerdo de París, adoptado por Colombia de manera formal mediante la Ley 1844 de 2017: "*Para cumplir el objetivo a largo plazo referente a la temperatura que se establece en el artículo 2, las Partes se proponen lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo <u>lo antes posible</u>, teniendo presente que las Partes que son países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento <u>reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero</u>, de conformidad con la mejor información científica disponible, para alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo, sobre la base de la equidad y en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza.*"[4] (subrayas fuera de texto original).

- En el mismo sentido, la exposición de motivos de la Ley 1844 de 2017 que adoptó el Acuerdo de París es enfática en la urgencia de la toma de medidas, en especial en países como Colombia: "*Con el fin de enfrentar esta problemática, el mencionado informe del IPCC también es enfático al considerar que para estabilizar el aumento de la temperatura por debajo de 2oC respecto de los niveles preindustriales <u>es necesario un cambio radical y urgente del statu quo de los modelos de desarrollo económico</u>. Además, afirma que <u>entre más se espere para actuar, mayores serán los costos y los desafíos tecnológicos, económicos, sociales e institucionales que deberán enfrentar los gobiernos para hacer la transición a modelos de desarrollo bajos en emisiones de GEI</u> y resilientes al clima. No hay duda posible sobre la gravedad de los riesgos y los impactos potenciales, en particular <u>para los países altamente vulnerables a los fenómenos naturales asociados al cambio climático, como Colombia</u>.*"(Subrayas fuera del texto original).

[4] Artículo 4 del Acuerdo de París.

- Por todas las razones antes expuestas, no basta con que el Ministerio se refiera de manera etérea a la evaluación que se hará de los mecanismos para la integración de las FNCER al parque generador colombiano Es imperioso que el MME establezca una fecha límite para que el mecanismo más adecuado, según sus estudios y evaluaciones, sea oficialmente aprobado, y se emita una orden de expedición de regulación del mismo mecanismo, a ser cumplida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG").

- A este respecto es muy importante tener en cuenta que desde hace más de un año se presentaron para conocimiento del MME y de la industria en general ciertas alternativas para la incorporación de las FNCER al parque generador, a través del Documento CREG 161 de 2016. Estas opciones ((i) la Prima Verde, (ii) la Asignación de contratos tipo pague lo generado a precio fijo (CPG), (iii) los Contratos de energía media o Energy Power Agreement -EPA-) y (iv) la subasta para compra y venta de contratos pague lo contratado), que representaban incentivos concretos, se basaron en investigaciones exhaustivas que para ese momento habían adelantado la CREG y otros organismos, y los más de doce meses que han transcurrido después de ello se ha tenido la oportunidad de profundizar significativamente en la investigación de cada alternativa y sus beneficios en el caso Colombiano. Por lo anterior.... ....

- Aún así, contando con un estudio completo por cada una de las alternativas presentadas por la CREG, este Borrador de Decreto no propone un solo mecanismo claro y definido, y tampoco propende por regular su funcionamiento. Se limita, en su artículo 2 2.3.8.7 4, a indicar que "*El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, definirá el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del mismo, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos estipulados en el artículo anterior.*"[1]

- Al no establecer un plazo para cumplir con esta definición del mencionado mecanismo o establecer unos lineamientos más específicos, unas reglas de juego, una regulación sobre la forma en la que este mecanismo va a funcionar, se está dejando la situación frente a las FNCER en las misma indefinición en la que se estaba antes de la promulgación de este Decreto porque en la práctica no entrega a los operadores un verdadero mecanismo para implementar y para empezar a trabajar efectivamente en la integración de las FNCER al Parque Generador.

Solicitamos así las cosas al MME incluir en el decreto que se profiera con base en el Borrador de Decreto <u>una fecha límite</u> para (i) la decisión del mecanismo por el que se optará para integrar las FNCER al parque generador colombiano (mecanismo de contratación a largo plazo de proyectos d generación con FNCER) y (ii) la expedición, por parte de la CREG, de la regulación que contendrá los términos y condiciones bajo los cuales funcionará y se aplicará el mecanismo seleccionado (v.g. las reglas del proceso de contratación a largo plazo).

4. **Beneficios adicionales de ciertas FNCER que deben ser considerados por el MME teniendo en cuenta sus obligaciones legales.**

- Con el propósito de reforzar la importancia que tiene integrar las FNCER al parque generador colombiano, le recordamos al MME que, además del beneficio común que ofrecen las FNCER en materia de reducción

[1] Borrador de Decreto

de GEI, existen ciertos beneficios adicionales de corte ambiental que se encuentran en la utilización de ciertas FNCER específicas, tales como la biomasa.

- Estos beneficios adicionales radican en lo siguiente: la biomasa puede encontrarse, por ejemplo, en residuos agrícolas industriales ("RAI") que, si no se utilizaran en proyectos de generación del tipo FNCER, probablemente se descompondrían en la tierra, debido a la imposibilidad de ser utilizados para otros propósitos. La descomposición de los RAI al no poderse utilizar como FNCER, genera GEI, que se sumarían a los GEI que producen ciertas fuentes convencionales de generación de energía eléctrica como los combustibles y el carbón.

- Así las cosas, y presentando el planteamiento en su sentido positivo, la inclusión de proyectos de generación basados en FNCER tales como la biomasa hallada en RAI generaría un doble beneficio consistente en (i) la generación de energía eléctrica sin causar impactos ambientales asociados a la producción de GEI, y (ii) la prevención de producción de GEI como resultado de la descomposición de RAI que, de otra manera, son inaprovechables.

Notificaciones

Recibiré notificaciones en la Avenida Calle 82 No. 10-62, piso 5, o al correo electrónico Mariana.villegas@bakermckenzie.com.

Atentamente,

Mariana Villegas Mendoza
Mariana.villegas@bakermckenzie.com
BAKER & MCKENZIE S.A.S.

Comentario 13
De: Kathrine Simancas
kathrine.simancas@andesco.org.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 13:39

Andesco

NIT 830 023 782 1

P-025/2018
Bogotá, 9 de febrero de 2018

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D C

Asunto. Comentarios al Proyecto de Decreto – Lineamientos de política publica para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable

Apreciado Doctor Arce,

Desde la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones - Andesco, apreciamos la oportunidad brindada para expresar nuestros comentarios al proyecto de decreto *"Por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratacion a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

En primer lugar, queremos destacar los esfuerzos adelantados por el Gobierno Nacional para viabilizar la integración de fuentes no convencionales de energía renovable – FNCER en Colombia, los cuales deben estar enmarcados en políticas que garanticen la sostenibilidad energética[1], al tiempo que faciliten el cumplimiento de compromisos internacionales tales como los objetivos de desarrollo sostenible y las metas de cambio climático.

Como hemos mencionado en comunicaciones precedentes y diferentes espacios de discusión sobre este tema, desde Andesco coincidimos con el planteamiento de que una mayor diversificación de la matriz de generación de energía electrica, que guarde un adecuado balance entre las diferentes tecnologías, proporciona ventajas al mercado permitiendo resguardar la confiabilidad del servicio y la estabilidad del sistema.

Para ello, vemos importante que en la conformación de la oferta del servicio de energía eléctrica se permita que el mercado seleccione la oferta que le resulte más eficiente en

[1] Entendida como el balance entre los pilares de seguridad energetica, acceso y protección del medio ambiente.

Calle 93 N 13 - 24 piso 3 Bogotá, Colombia
PBX (57 1) 616 7611 FAX (57 1) 218 4154
Código Postal 110221
andesco@andesco.org.co
www.andesco.org.co

términos de precio y seguridad del suministro. Así mismo que, además de los incentivos tributarios establecidos, las condiciones operativas viabilicen la participación de las FNCER, permitiendo el aprovechamiento de los recursos naturales con los que cuenta el país y la evolución de los precios de las tecnologías para la generación con estas fuentes, que las convierte en una alternativa competitiva.

En tal sentido, Andesco incluyó en el paquete de propuestas de mejoras al MEM[2], un mecanismo de expansión a través de contratos de largo plazo, complementario al Cargo por Confiabilidad, en el que puedan participar nuevas plantas de cualquier tecnología; en conjunto con otros ajustes requeridos a los demás mecanismos existentes.

En cuanto al mecanismo planteado en el proyecto de decreto, consideramos que este debe permitir la participación y competencia entre todas las fuentes de energía disponibles, de manera que se mantenga el principio de eficiencia económica, bajo el cual se seleccionan los recursos más eficientes para que el usuario pueda percibir precios de un mercado competitivo, evitando reglas que privilegien o proporcionen tratamiento especial a un tipo de fuente.

Entre las condiciones del mecanismo que se establezca, vemos importante que se defina la necesidad de preservar la confiabilidad del sistema eléctrico y de evitar una sobre instalación de capacidad de generación de energía eléctrica.

Dentro de los detalles del mecanismo, hemos propuesto que la asignación de los compromisos de entrega de energía sea por franjas o bloques horarios, es decir que se establezca la posibilidad de presentar ofertas por bloques de la curva de carga que permitan administrar de mejor manera los riesgos tanto de la oferta como de la demanda. En el documento de propuestas entregado se encuentran mayores especificaciones del diseño del producto, buscando equiparar éste con los productos que se transen a través de otros mecanismos del mercado.

Adicionalmente, cuando se cuente con mayor detalle sobre las características del mecanismo y del producto a asignar, vemos importante que se realice el análisis de impacto tarifario de estos cambios, cuantificando beneficios y riesgos para los diferentes agentes de la cadena de producción y suministro del servicio de energía eléctrica.

[2] "Propuestas de reforma al Mercado de Energía Mayorista Colombiano" radicado a través de comunicación de Andesco en el Ministerio de Minas y Energía el 6 de marzo de 2017 a las 13:54 y que se encuentra a disposición en caso de requerir copias.

Calle 93 B No 13 - 24 piso 3 Bogotá Colombia
PBX (57 1) 616 6 7611 FAX (57 1) 218 4154
Código Postal 110221
andesco@andesco.org.co
www.andesco.org.co

En cuanto a su implementación, existen inquietudes sobre la obligatoriedad que tendría la demanda regulada de recurrir o participar en este mecanismo, lo cual no es claro en la propuesta y tampoco se encuentra en la memoria justificativa. Por ello, será necesario analizar detenidamente el impacto de este aspecto para el mercado (tanto para la demanda como la oferta), en la siguiente etapa de discusión.

Por último, reiteramos que los contratos a largo plazo requieren complementarse con otros ajustes en el mercado, tales como la definición e implementación del despacho vinculante y mercados intradiarios.

Esperamos que estos comentarios contribuyan a la construcción de un marco normativo que permita garantizar la atención de la demanda futura con criterios de eficiencia y confiabilidad.

Quedamos a su disposición ante cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,

GUSTAVO GALVIS HERNÁNDEZ
Presidente

cc: Dr. Luis Fernando Mejía, Director Departamento Nacional de Planeación, DNP
Dr. Alonso Cardona Delgado, Viceministro de Energía, MME
Dr. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, UPME
Dr. Germán Castro Ferrera, Director Ejecutivo, CREG
Dra. Catalina Rueda Callejas, Subdirectora de Minas y Energía, DNP

Calle 93 N° 13 - 24 piso 3 Bogotá Colombia
PBX (57 1) 616 7611 FAX (57 1) 218 4154
Código Postal 110221
andesco@andesco.org.co
www.andesco.org.co

MINMINAS

Cometario 14
De: Rey Gaitán, John Alberto, Enel Colombia
john.rey@enel.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 14:04

Buenas tardes,

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No.57-31, CAN
La Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones*"

Respetado Ministro,

Valoramos la iniciativa del Gobierno y su determinante apoyo al desarrollo de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales en Colombia, la cual se materializa en esta propuesta de decreto, con motivaciones claras y ciertas, trazando objetivos de política energética en un contexto de crecimiento sostenible, coherente con los compromisos adquiridos por el país a nivel internacional.

Vemos oportuna la implementación, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 7 de la ley 1715 de 2014 que se encuentran a cargo del gobierno, en el corto plazo de esta propuesta, ya que capitaliza una etapa de desarrollo avanzado de estas tecnologías en el mundo y en la región particularmente, aportando de forma sensible a la competitividad del sector, abriendo las puertas a nuevas inversiones, realizando tratamientos positivos diferenciadores jurídicamente posibles y planteando a la demanda la posibilidad de contar con cobertura a precios eficientes. Así mismo, este esquema sitúa al país a la altura de otras economías de la región que desde hace años decidieron impulsar estas fuentes de energía con gran éxito.

Por lo anterior, vemos con premura la necesidad de emitir esta señal de política energética de forma definitiva y proceder a definir una fecha durante el año 2018 en la que se lleve a cabo por primera vez el esquema competitivo de asignación que defina el Ministerio o la entidad que éste delegue. Es pertinente advertir que compartimos la visión del Ministerio en el sentido que el mecanismo a implementarse debe basarse en el criterio de eficiencia y agregaríamos que debe ser complementario al esquema de expansión de la actividad de generación, esto es el Cargo por Confiabilidad, garantizando así una expansión ordenada y eficiente del parque generador.

Estamos de acuerdo en priorizar la actualización de la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de proyectos con FNCER al sistema eléctrico, en este sentido, sugerimos definir fechas límite para el cumplimiento de esta disposición, en la medida en que existen algunos proyectos a gran escala cuya entrada al sistema se prevé para el presente año, con lo cual reviste importancia definir dichos aspectos técnicos y operativos.

Quedamos atentos a cualquier ampliación de información o inquietudes que tenga el Ministerio y ponemos a su disposición nuestro conocimiento y experiencia a nivel mundial en esta área.

Cordial saludo,

Emgesa

C.C. Germán Castro Ferreira, Director Ejecutivo, CREG
Mauricio Cárdenas Santamaría, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Maria Lorena Gutiérrez, Ministra de Comercio, Industria y Turismo
Luis Fernando Mejía, Director, Departamento Nacional de Planeación
Rosario Córdoba, Presidenta, Consejo Privado de Competitividad
Carolina Soto Losada, Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad

Comentario 15
De: Mauricio Llanos Beltran
mllanos@celsia.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 14:20

CELSIA

Medellín, 8 de febrero de 2018

Señor Ministro
Germán Arce Zapata
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios de Celsia EPSA al proyecto de Decreto *"Por el cual se adiciona el Decreto Unico 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

Estimado Señor Ministro,

Agradecemos la oportunidad que nos ha brindado a todos los interesados en el trámite de esta propuesta normativa para presentar comentarios y la visión que consideramos conveniente, tanto para el desarrollo de las fuentes de energía renovable no convencional, como para el mercado y el servicio de energía a los 12 millones de clientes en el país

Reconocemos el esfuerzo que ha realizado su despacho para fortalecer la institucionalidad del sector, la sostenibilidad del mercado e incentivar las energías renovables no convencionales con base en lo establecido en la Ley 1715 de 2014.

CELSIA es uno de los principales promotores de estas fuentes de energía en el mercado colombiano, y por ello hemos desarrollado la primera granja solar fotovoltaica a gran escala de Colombia con una capacidad instalada de 9,9 MW que opera desde septiembre de 2017 y cerca de 6 MW en techos solares fotovoltaicos en operación en diferentes ciudades del país

Adicionalmente, tenemos un portafolio de proyectos de generación de 1 062 MW que queremos poner en operación o iniciar construcción en los próximos meses, que agregan entre 200 y 350 MW en granjas solares, 40 MW en techos solares, 300 MW en generación eólica, y 372 MW de generación hidroeléctrica, inversiones con las que pretendemos fortalecer nuestro aporte al desarrollo del mercado de energía en el país

Es de nuestro mayor interés que estos proyectos se conviertan en realidades con base en un marco normativo que promueva la competencia, la eficiencia y la sostenibilidad, no solo para estas nuevas inversiones, sino para los inversionistas que hemos creído en las reglas del mercado de energía y para los nuevos inversionistas que se sumen ingresen al sector. Por este motivo hemos analizado con mucho interés y cuidado el proyecto de decreto del asunto, y queremos presentar a continuación la conclusión central a la que hemos llegado:

La implementación de un mecanismo de expansión administrada como el que se propone en el proyecto de Decreto, que no tiene en cuenta los fundamentales del mercado ni la participación de la demanda, limitará la competencia, debilitará la confiabilidad energética del mercado, reducirá la diversificación de la matriz de generación y contraerá la oferta de energía en contratos, generando sobre costos para los consumidores del servicio de energía.

Por lo tanto Señor Ministro, presentamos respetuosamente la siguiente recomendación:

Que su despacho analice los efectos del decreto, abarcando los aspectos que se exponen en detalle en esta comunicación y que, con base en estimaciones numéricas sustentadas, presente a la opinión pública de manera detallada los beneficios y los costos de la aplicación de las medidas propuestas, de manera que pueda analizar otras alternativas que sean armónicas con las características del mercado de energía colombiano para promover el desarrollo de los proyectos basados en fuentes renovables no convencionales.

Tanto la conclusión, como nuestra recomendación, están basadas en el análisis que presentamos[1] a continuación, clasificados en tres grandes temas.

1. **El desarrollo de las fuentes de energía renovables no convencionales a gran escala en el mercado de energía colombiano no requiere de trato o condiciones preferenciales adicionales a los beneficios tributarios de la ley 1715**

- Los proyectos de generación con fuentes de energía renovables no convencionales cuentan con suficientes incentivos para su desarrollo y es un mito que requieren incentivos adicionales para alcanzar su viabilidad en el mercado de energía colombiano. Ello es consecuencia de: i) la favorable evolución de los costos de inversión de las tecnologías; ii) del efecto de los beneficios tributarios establecidos en la ley 1715 de 2014; y iii) de la posibilidad de que tales proyectos participen en el mercado de emisiones transables.

- Dada la tendencia de reducción de los costos de inversión y las mejoras en la eficiencia y de desempeño de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica a nivel operativo en los próximos años, no vemos que sea necesario establecer condiciones como las que se proponen en el borrador de Decreto, ni ningún trato o condición preferencial para el desarrollo de las fuentes de energía renovable no convencional.

- El desarrollo de las fuentes de energía no convencionales en Colombia no debe estar motivado por mitos ni debe basarse en condiciones observadas años atrás cuando, por los costos de inversión y las características de las tecnologías, los proyectos basados en fuentes

[1] Es necesario señalar que, dado el corto plazo otorgado para el análisis del proyecto de Decreto, publicado el 11 de enero de 2018, no es posible presentar estudios adicionales en el plazo otorgado, dado el alcance y profundidad de los efectos que origina la propuesta de Decreto sobre múltiples variables del mercado.

renovables no convencionales requerían subsidios y condiciones especiales para que fueran competitivas en los mercados de energía. Condiciones que ya no son válidas.

- Las energías renovables no convencionales como la solar y la eólica compiten actualmente en los mercados de energía del mundo sin subsidios y en iguales condiciones comerciales y operativas al resto de tecnologías.

- Por los anteriores hechos, la incorporación de las energías renovables no convencionales en Colombia se necesita un desarrollo regulatorio que debe realizar la CREG orientado a formalizar un mercado de contratos a largo plazo[2] y a remunerar adecuadamente la energía firme[3] que los proyectos basados en fuentes renovables no convencionales pueden aportar al mercado.

2. El mecanismo de expansión administrada propuesto en el decreto afectará la competencia y alterará significativa e irreversiblemente al mercado de energía colombiano

- Las condiciones propuestas en el Decreto representan un cambio estructural para el mercado de energía que debe ser analizado y debatido entre las instituciones del sector, las empresas y los clientes.

- La incorporación de capacidad de generación adicional al mercado basada en mecanismos administrados por el gobierno, mediante la definición de metas y la realización de subastas exclusivas con contratos en condiciones especiales para algunas tecnologías de generación, tendrá las siguientes consecuencias:

  i) Segmentará el mercado y romperá el principio de homogeneidad del producto energía, lo que le restará eficiencia a la formación del precio de la energía

  ii) Distorsionará la competencia con mecanismos que, si bien son aplicados en otros países[4], no son compatibles con el mercado de energía colombiano, en el que las

[2] Para ello no se necesita la expedición de decreto alguno. Se requiere que la CREG defina la estandarización de contratos, unifique las condiciones en las que se realizan las convocatorias de compra de energía por parte de los comercializadores de mercado regulado, y se establezca el mercado de contratos de compra – venta de energía a largo plazo.

[3] Tal como lo planteó David Harbor en el documento "The Evolution of Electricity Market Regulation in Colombia" contratado por la Creg en 2016, pg. 4. Aún cuando la CREG modificó recientemente las fórmulas para calcular la enficc de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos en las Resoluciones 167 y 201 de 2017, la concepción de dicho cálculo sigue sin considerar que el mayor aporte de energía firme que hacen este tipo de proyectos de generación ocurre precisamente en los periodos de vulnerabilidad climática de nuestro sistema.

[4] Esquemas como el propuesto en el borrador de Decreto son utilizados en países que tienen esquemas de generación basados en costos (no en precios, como Colombia) y en despachos centralizados en los que el operador del mercado estima el costo del recurso hidroeléctrico (las plantas de generación no presentan ofertas de precio). Tales mercados están sujetos a realizar toda la expansión, para todas las tecnologías con base en subastas con cuotas por tecnología, fenómeno que puede consolidarse en Colombia en los próximos años a partir de este experimento y que daría lugar a un cambio estructural en nuestro mercado, que debe ser analizado y discutido ampliamente.

decisiones de expansión de capacidad de generación se toman con base en criterios de retorno de las inversiones, en un contexto competitivo. Por tal razón, le sugerimos al Ministerio que consulte a la Superintendencia de Industria y Comercio si la aplicación de lo contenido en el proyecto de Decreto afecta a la competencia en el mercado de energía a nivel de la bolsa de energía, el mercado de contratos y el mercado de confiabilidad.

Al definir condiciones específicas, tanto en el decreto como en los costos de conexión al STN para incentivar algunas tecnologías en particular, se rompe el principio de neutralidad tecnológica y se limita la competencia entre tecnologías y entre proyectos, impidiendo que se seleccionen los proyectos que proporcionan en realidad el precio de energía más eficiente para los clientes del servicio en el país.

iii) Originará sobre costos para la demanda en términos de generaciones de seguridad en la Costa Atlántica, reserva rodante, necesidad de instalar equipos de almacenamiento, entre otros, cuyo balance respecto a los beneficios que origina la demanda no se conoce. Así mismo, no le proporcionará a la demanda un cubrimiento efectivo ante los precios de bolsa y provocará la salida de las plantas térmicas del sistema, reduciendo la confiabilidad en la atención de la demanda.

- Se promoverá la incorporación al mercado de proyectos de generación de manera privilegiada, subsidiada y discriminatoria, respecto al resto de tecnologías y plantas en operación, dado que los proyectos que entren en operación por la aplicación este Decreto, no asumirán el mismo tipo de responsabilidades, ni los mismos costos ni riesgos frente a la atención de la demanda. Esto, además sin tener la seguridad de que con estos proyectos se alcancen en los contratos que se formalicen precios menores a los de los actuales contratos de energía que se transan en el mercado.

  Es necesario tener en cuenta que los precios de energía esperados para proyectos de generación con solar fotovoltaica y eólica en Colombia no serán necesariamente iguales o inferiores a los observados en subastas realizadas recientemente en México y Chile. En particular para la generación solar fotovoltaica, los factores de generación que se pueden lograr a lo largo de la geografía colombiana son inferiores a los observados en esos países, dado que hay menores niveles de irradiación solar incidente en función de la menor cantidad de horas de incidencia, lo que reflejaría mayores precios de oferta en nuestro país[5] respecto a los precios récord de 21 dólares allá observados.

---

[5] Sobre ese particular, es necesario tener en cuenta las declaraciones del director del gremio SER, el Dr. Alejandro Lucio, el 23 de enero de este año a los medios de comunicación pv-magazine.com y pv-magazine-Latam.com, señalando lo siguiente:

"¿Qué precios cree usted que saldrán del certamen para la tecnología fotovoltaica?

No creo que salgan precios parecidos a los de mercados solares maduros como los de México y Chile, pero creo sí que se puedan alcanzar niveles parecidos a los de Argentina y Brasil. Digamos que nos esperamos un precio final entre 40 y 50 dólares estadounidenses por MWh."

Disponible en https://www.pv-magazine-latam.com/2018/01/23/colombia-podria-contratar-1-gw-de-solar-y-eolica-en-la-subasta-de-2018/

Por tanto, es claro que, en un proceso competitivo basado en cuotas por tecnología y limitado exclusivamente a proyectos basados en fuentes renovables no convencionales, se erosionará la eficiencia del mercado, en la medida en que para llenar la cuota se pueden adjudicar contratos a proyectos con ofertas de precio ineficientes que serán trasladadas a los clientes del servicio. Y esto es particularmente preocupante si la demanda, ya sea la regulada, la no regulada o las dos, sean convocadas a comprar de manera obligada la energía de dichos contratos.

- Por otra parte, si los contratos que resultan de la aplicación de los mecanismos competitivos propuestos en el borrador de Decreto se priorizan de manera obligada en el despacho económico horario para su liquidación, tal y como lo ha solicitado el gremio SER[6], se producirán los siguientes efectos:

  i) Se afectará la formación de precios en la bolsa de energía en la medida en que el despacho obligado de dicha energía impedirá el uso eficiente del recurso hídrico provocando vertimientos en plantas tipo filo de agua y plantas con embalse.

  ii) Se provocará en muchas horas del año el descalce entre el despacho de los recursos de generación y los compromisos en contratos a largo plazo que cada empresa ha asumido con base en el pronóstico de disponibilidad de su recurso sin tener en cuenta despachos obligados de ninguna tecnología.

  En mercados de despacho centralizado, los costos originados por decisiones de autoridades gubernamentales que afectan el despacho económico, son trasladados a la demanda. En este caso, es necesario que el Ministerio y la CREG analicen y determinen quién asumirá el costo de oportunidad que representa el vertimiento de agua para los agentes y la venta de los excedentes de energía en la bolsa, excedentes que las empresas no esperaban tener cuando firmaron contratos con la demanda.

- En la anterior condición, se pone en riesgo la suficiencia financiera de los generadores existentes y en particular de las plantas térmicas, las que operan con carbón (1.050 MW instalados), con gas natural y con diésel en el interior del país (1.245 MW) y con gas natural en la Costa Atlántica (1.842 MW), que en un escenario muy probable, saldrán del mercado de energía en diferentes momentos del tiempo, en la medida en que los ajustes en los precios de bolsa y contratos no les permitan ser sostenibles financieramente. Este resultado,

[6] SER Colombia. Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana, numeral 4.4.5, pg. 63.

> "... *estas plantas* [las que resulten adjudicas en las subastas que solicita ese gremio] *deberían ser tratadas como plantas inflexibles y ser despachadas en la base, sin que participen en la formación de precios en el despacho diario*"

que ya se ha observado en mercados como Alemania y Australia[7], ha originado racionamientos de energía y la necesidad de remunerarles a los generadores que aún permanecen en el mercado sus costos operativos de manera directa para que permanezcan en el mercado, lo que representaría una distorsión adicional en el mercado.

- En tal condición, saldrían del mercado hasta 4.087 MW, en diferentes periodos de tiempo: 2.245 MW en el corto plazo (carbón y térmicas del interior) y 1.842 MW más en el 2025. El país tendría que reemplazar dicha capacidad que equivale a 29.000 GWh/año de energía firme y con entre 1.000 MW a 2.000 MW de generación eólica o solar que representan entre 788 y 2.365 GWh/año de energía firme. Es decir, que el mecanismo propuesto en el proyecto de Decreto produciría la salida de 4.087 MW de generación térmica y promovería la instalación de nueva capacidad de generación con fuentes renovables no convencionales por entre 1.000 y 2.000 MW, que representaría tan sólo entre el 24% y el 49% de la capacidad térmica instalada, y tan sólo entre el 3% y el 8% de la energía firme que saldría del mercado.

- Claramente el desbalance de ENFICC originado pondrá en riesgo la atención de la demanda, aún en las mejores condiciones de complementariedad entre fuentes de energía. Pero el efecto no se limitaría al detrimento de la confiabilidad, sino que conduciría que se repita la contracción de la oferta de energía disponible para contratos observada entre 2010 y 2016, originada en ese periodo por los problemas en la fórmula de cálculo del precio de escasez, porque sin el respaldo que proporciona la generación térmica aumentaría el riesgo de cumplimiento de los contratos en periodos de condiciones críticas.

- Lo anterior conduciría a que no se cierren contratos, especialmente por la ilusión de bajos precios en la bolsa de energía. Sin embargo, como los contratos pague lo generado con ajuste anual, que serían contratos tipo pague lo generado de energía media, tal como lo ha solicitado el gremio SER[8], no ofrecen cobertura real a la demanda, tanto la demanda regulada que compre esos contratos como la demanda no regulada va a quedar expuestas a las fluctuaciones del precio de bolsa.

- Es necesario tener en cuenta que para reemplazar la ENFICC proporcionada por 1 MW de generación térmica, se requieren entre 6 y 9 MW de capacidad solar o eólica, es decir, que para reemplazar la ENFICC que proveen los 4.087 MW de generación térmica, se requerirán entre 24.000 MW de generación eólica a 36.800 MW de generación solar, aproximadamente.

- Dado que la propuesta de Decreto establece un mecanismo en el que las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación no tienen en cuenta el balance oferta demanda,

[7] Ver documentos sobre el efecto de la entrada de renovables en el balance entre oferta y demanda de energía en el mercado de energía australiano.

- https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Market_Notices_and_Events/Power_System_Incident_Reports/2017/System-Event-Report-South-Australia-8-February-2017.pdf
- https://www.timeslive.co.za/news/world/2017-09-05-australia-faces-heightened-blackout-risks-electricity-operator/

[8] SER Colombia. Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana, numeral 4.1.1, pg. 48.

ni la perspectiva de evolución de los precios de bolsa y contratos (porque el contrato tipo PPA aísla a esos proyectos de las señales del mercado), es previsible que el mecanismo conducirá a una sobre instalación de capacidad y a la depresión de los precios que distorsionará las señales de expansión de la generación por mecanismos diferentes a los del Decreto. Con ello el país caerá en la indeseable situación de que toda la expansión tendrá que hacerse en unos años de manera administrada y a través de mecanismos centralizados, con el Ministerio, la CREG y la UPME actuando como planificadores centrales de la oferta de energía.

- Si los precios del mercado no representan una señal de expansión en generación, la demanda regulada y no regulada tendrían que seguir pagando más contratos tipo pague lo generado de energía media, para motivar la instalación de capacidad adicional, escenario que sería una involución para el mercado de energía colombiano, llegando a una condición más desfavorable para la demanda que la época en la que se firmaron a mediados de la década de los años 90 contratos tipo PPA para financiar algunas plantas de generación en el país.

- Es claro que los efectos de lo propuesto en el proyecto de Decreto conducen a una condición de menor diversificación de la matriz de generación de energía por la salida de la capacidad de generaciones con base en carbón, gas natural importado, y combustibles líquidos / gas natural del interior, contrario al objetivo que plantea en el documento Memoria Justificativa del proyecto de Decreto, (ver pg. 12)[9].

- Surgen de la experiencia australiana varias lecciones, entre las que simplemente queremos resaltar lo siguiente:

  "Australia's gas sector currently provides a significant contribution to meeting Australia's energy requirements providing energy diversity and security benefits with low carbon intensity. In the future, electricity system modelling indicates it will provide a significant supporting role enabling increased penetration of variable renewable energy sources at transmission and distribution scale, ..."[10]

- Por otra parte, es necesario señalar que hay una evidente contradicción entre el espíritu competitivo que plantea el proyecto de Decreto presentado por el Ministerio y las

[9] Es necesario señalar que el cálculo de los índices de Shannon-Wiener (entre 0,4 y 1,4 para el periodo 2013 – 2017) y Herfindahl-Hirschman (entre 5.500 para el periodo 2013 – 2015 y de 8.000 para el tercer trimestre de 2017) presentados en la Memoria Justificativa han sido calculados allí de manera espuria. Un cálculo que refleje la diversidad tanto de los recursos energéticos como de las cuencas en el caso de la generación hidroeléctrica, con base en la energía firme asignada a las plantas de generación (con el fin de observar la vulnerabilidad que se busca solucionar a partir de una mayor diversificación), resulta en un índice de Shannon-Wiener de 2,7647 y en un índice Herfindahl-Hirschman de 1 781, como se presenta en el numeral 6 del anexo de esta comunicación. Los dos resultados que allí se presentan, permiten sustentar una conclusión totalmente opuesta a la presentada en la Memoria Justificativa acerca de la *"alta dependencia que el parque generador colombiano tiene del recurso hídrico"* (ver pg. 11).

[10] Disponible en:
http://www.energynetworks.com.au/sites/default/files/2017_02_10_final_ena_response_to_saic_state-wide_blackout_and_subsequent_power_outages_inquiry.pdf

condiciones que ha promovido la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para los proyectos de generación que presentaron garantías para el desarrollo de la línea de 500 kV y la subestación colectora 1 cuyo desarrollo se basa en las convocatorias realizadas por la UPME para la expansión del STN y que serán pagados por toda la demanda[11]. El hecho de que en las subastas que se realicen, participen algunos proyectos de generación con fuentes renovables no convencionales que tienen gran parte de sus costos de conexión subsidiados por la demanda (específicamente los que se conectarán a la línea de 500 kV DC y la subestación colectora 1), y otros no, deja sin piso el carácter competitivo de dicha subasta.

3. **La justificación del decreto se basa en una sustentación débil de la estimación de beneficios y de los costos de la medida y el procedimiento para la expedición del decreto no ha facilitado el debate técnico sobre la propuesta**

- El proyecto de Decreto se soporta en el mandato establecido en la Ley 1715 de 2014. Sin embargo, como lo explicamos con mayor detalle en el numeral 4 del anexo de esta comunicación, en el texto de la Ley 1715 no observamos ninguna directriz que justifique introducir cambios en el mercado sobreponiéndose a los principios de eficiencia y de neutralidad establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994.

- La memoria justificativa de la propuesta de Decreto no presenta una cuantificación de los efectos económicos, sean estos beneficios o costos, originados por la entrada de capacidad de generación asociada con fuentes renovables no convencionales para los consumidores de energía del país, ni para las empresas actualmente establecidas, ni para el mercado.

- La publicación del decreto el pasado 11 de enero sin un soporte numérico sobre los impactos económicos que puede originar su implementación no permite efectuar un análisis integral de la propuesta[12].

- Así mismo, las empresas y gremios del sector no hemos contado con un espacio de discusión en el que se analice con la participación de generadores, entidades de gobierno y consumidores los efectos que tendría este Decreto, no sólo en términos económicos, sino en la consistencia respecto a las reglas del mercado vigentes y los cambios previsibles a los que podría dar lugar, con sus correspondientes impactos, tales como la compra obligada de contratos por parte de la demanda, el debilitamiento de la confiabilidad y la expansión sujeta a la definición de metas por tecnología.

[11] Cualquier otro proyecto de generación, basado en cualquier tipo de fuente de energía, tendrá que asumir los costos de conexión al STN lo cual ya establece una diferenciación relevante a la hora de participar en el mecanismo competitivo que propone el Ministerio.

[12] Es necesario señalar que en el documento publicado en la Circular CREG 099 de 2016 tampoco se presentan estos impactos económicos, sino que se limita a describir un conjunto de alternativas dentro de las cuales se menciona a grandes rasgos la que se recoge en la propuesta de Decreto.

- La justificación presentada sobre el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir los compromisos de COP21 es inexacta dado que el sector eléctrico colombiano cumplirá la meta de reducción de emisiones de CO_2 de 4,7 millones de toneladas definida por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático[13], con base en la expansión realizada en generación hidroeléctrica entre 2013 y 2016[14] y el reemplazo de generación con diésel por gas natural importado con base en la planta de regasificación del Pacífico[15], sin necesidad de incorporar capacidad adicional de generación con energías renovables no convencionales, como lo explicamos en el numeral 1 del anexo de esta comunicación. Dado que este tema es el centro de la justificación para la expedición del decreto, es necesario que el Ministerio presente el cálculo detallado que justifica la conclusión de que la incorporación de los proyectos de generación basados en energías renovables no convencionales es indispensable para cumplir con los compromisos COP21.

  Por otra parte, si el objetivo es superar la meta establecida por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático, tal propósito debería estar justificado comparando el costo marginal y el beneficio marginal de cada proyecto de generación renovable no convencional que pretenda ingresar al mercado de energía.

- No se puede afirmar que la implementación del decreto no originará impactos económicos, como se plantea en la memoria justificativa del proyecto de decreto en el numeral 4, pg. 19[16]. Como lo hemos señalado, el Ministerio debe hacer públicos los análisis y estudios en los que ha verificado que el decreto no origina impactos que afecten a los consumidores del servicio a nivel de incremento del valor de las generaciones de seguridad, programación de reserva rodante, requerimientos inversiones adicionales para reforzar el sistema de transmisión para atender la entrada de capacidad de generación con fuentes renovables no convencionales, detrimento de la confiabilidad en el largo plazo que puede dar lugar a racionamientos de energía como ha sido el caso de Australia, y sobre costos por pagar capacidad de respaldo de manera simultánea con el pago de los contratos de energía que resultarían de la aplicación del decreto.

- En todos los estudios realizados para diferentes entidades gubernamentales (CREG, DNP), y gremios (SER), los expertos contratados han concluido que el mercado colombiano no se deben establecer condiciones preferenciales para el desarrollo de las fuentes de energía

---

[13] En el documento "Priorización Sectorial de Medidas para el Cumplimiento de la Reducción de Emisiones en la Contribución Nacionalmente Determinada De Colombia – Resultados y Recomendaciones".

[14] Plantas hidroeléctricas, de cogeneración y granjas solares fotovoltaicas, entre otras como Cucuana, Carlos Lleras Restrepo, San Miguel, Bajo Tuluá, El Edén, El Molino, Hidromontañitas, Morro Azul, Tunjita, Proenca II, Alejandría, San Matías, El Quimbo, y Celsia Solar Yumbo.

[15] Sobre el cual es necesario señalar que la aplicación de la propuesta del Decreto eliminaría el sustento para que las plantas de generación térmica del interior se integren como demanda a la planta de regasificación.

[16] MEMORIA JUSTIFICATIVA PROYECTO DE DECRETO, pg. 19.

> ***"4. IMPACTO ECONÓMICO...***
> *El proyecto de decreto <u>no representa ningún impacto económico negativo para el Ministerio de Minas y Energía y ninguna entidad del Gobierno Nacional</u>"* Texto original no está subrayado.

renovable no convencional. En el numeral 3 del anexo de esta comunicación se listan dichos estudios y se citan los apartes en los que los autores hacen referencia a este tema.

- Incluso, haciendo referencia a dichos estudios, esta propuesta de Decreto le proporciona mejores condiciones para el desarrollo de proyectos basados en fuentes renovables no convencionales que las que ha solicitado el gremio que representa a algunos de los generadores interesados en desarrollarlos. En particular, el gremio SER ha solicitado que a los mecanismos competitivos para seleccionar a los mejores proyectos se le permita concurrir a todos los tipos de tecnologías, razón por la que no es clara la razón para limitar los procesos competitivos sólo a las energías renovables no convencionales, si lo que en realidad puede generar beneficio para los consumidores es que la competencia entre todas las tecnologías permita seleccionar los proyectos de precio más eficientes que le proporcionen cobertura a los consumidores en contratos, y ante condiciones críticas de escasez.

Con base en el análisis de los efectos que puede originar el decreto, le presentamos Señor Ministro las siguientes solicitudes:

1. Que bajo su liderazgo se realice un análisis mucho más profundo que el que se presenta en el documento soporte de justificación del proyecto de Decreto, orientado a sustentar los beneficios y costos originados por el ingreso de proyectos de generación basados en energías renovables no convencionales a través de un mecanismo administrado como el propuesto en el proyecto de Decreto.

2. Que ese análisis y todos los que haya desarrollado el Ministerio directamente, que no se han hecho públicos, como los comentados en diferentes presentaciones que se están realizando con IRENA y NREL, así como los realizados por XM, la UPME y la CREG, sobre aspectos de la operación o del mercado que se vean afectados por el ingreso de las renovables no convencionales, se hagan públicos con el fin de que puedan ser considerados en el análisis de la propuesta de Decreto por parte de todos los interesados.

3. Que, como parte del procedimiento de expedición del Decreto, el Ministerio ponga en conocimiento de la Superintendencia de Industria y Comercio todos los análisis señalados en el punto anterior, y le consulte oficialmente si la propuesta allí contenida afecta la competencia en el mercado mayorista de energía (bolsa de energía, mercado de contratos y mercado de confiabilidad).

4. Que el Ministerio realice un taller con la participación de expertos nacionales e internacionales, en el que se puedan contrastar las diversas opiniones, tanto sobre la propuesta que su despacho ha sometido a consideración, como sobre mecanismos alternativos para promover la entrada de las energías renovables no convencionales que, sin necesidad de expedir decreto alguno, pueden ser desarrollados a nivel de regulación por parte de la CREG.

5. Para que la asignación competitiva de contratos de energía de largo plazo resulte beneficiosa para la demanda sugerimos considerar las siguientes propuestas, además de las presentadas en el numeral 2 del anexo de esta comunicación:
   - Que permita la competencia de todas las tecnologías, **como explícitamente lo ha solicitado el mismo gremio SER**[17]
   - Que la participación de la demanda, regulada o no regulada, sea voluntaria
   - Que los contratos que se asignen en dichas subastas no tengan consideraciones especiales para ninguna tecnología, frente a la oferta de precio que pueden presentar al mercado, ni en cuanto a la asignación de riesgos ni incentivos
   - Proceso de asignación competitiva de contratos de compra venta de energía a largo plazo a plazos entre 1 y 10 años[18]
   - Que participen únicamente proyectos de generación que tengan grado de avance con consulta previa y licencia ambiental autorizadas por las autoridades competentes
   - Que como fruto de las subastas de asignación que se realicen, se asignen contratos nominados en pesos colombianos[19], tipo pague lo contratado[20] con diferentes periodos de compromiso de entrega de energía diaria[21], como se observa en la gráfica 1[22]

---

[17] SER Colombia. Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana. Numeral 6.1, pg. 78.

> "*Una conclusión adicional es que lo deseable podría ser que se implemente un mecanismo abierto a todas las tecnologías, es decir, que no se limite la participación sólo a proyectos de generación con FNCER. Esto hace que un gremio como SER Colombia no aparezca automáticamente en la lista de subastadores ideales para hacer esta labor, de la misma manera en que tampoco sería ecuánime que la subasta fuera organizada por otros gremios que agrupan una parte importante de los generadores en Colombia.*" Texto subrayado no aparece resaltado en el documento original.

[18] Los generadores podrían acoger el plazo de contratación que les permite amortizar su inversión de acuerdo con su estructura financiera, y los consumidores la cobertura de precio que resulte óptima de acuerdo con sus expectativas de evolución del precio de la energía.

[19] Algunas propuestas han hecho énfasis en que para reducir el riesgo de inversión en proyectos FERNC se requieren contratos nominados en dólares americanos, como lo plantea el gremio SER en su documento:

> "*Por lo cual la propuesta se centra en la realización de una subasta de venta energía media anual. Dicha subasta se convoca para que generadores presenten una oferta con dos componentes:*
>
> *Un precio por unidad de energía expresado en dólares por kilovatio hora (USD/kWh) por el que están dispuestos a vender.*
>
> *Una cantidad de energía anual proveniente de su proyecto, expresada en kilovatios hora al año (kWh-año) que quieren comprometer en la suscripción de contrato con un plazo de 20 años.*" Texto resaltado no aparece subrayado en el original

Sin embargo, dicha nominación de la moneda del contrato le asigna a los consumidores un riesgo no gestionable, que debería ser gestionado apropiadamente por el desarrollador del proyecto mediante coberturas de tipo de cambio.

[20] Un contrato tipo pague lo contratado es un punto medio entre otras alternativas disponibles. el contrato tipo pague lo demandado que le asigna todo el riesgo al generador y el contrato tipo pague lo generado que le asigna todo el riesgo a la demanda.

[21] Dado que las FERNC tienen una naturaleza variable en cuanto a su disponibilidad en el tiempo, proponemos que el compromiso de entrega de energía se defina en el tiempo con el fin de que los diferentes proyectos puedan seleccionar un tipo de contrato que se adapte a la disponibilidad diaria de su recurso primario.

[22] Con ello se le permite a tecnologías como la solar o la eólica ofertar energía en los periodos en los que tiene mayor certeza de disponibilidad de su respectivo recurso y les permite minimizar el riesgo de cumplimiento frente a los compromisos de entrega de energía, de manera similar al esquema implementado en Chile.

- Que los contratos de los proyectos que resulten adjudicados en estos procesos competitivos sean liquidados como cualquier contrato que se trance actualmente en el mercado, en razón a lo que todas las plantas de generación asumirán el mismo riesgo comercial frente al mercado.
- Que los proyectos que resulten ganadores en la asignación de contratos de venta de energía a largo plazo sean tomadores de precio en la asignación de obligaciones de energía firme[23] en proporción a la ENFICC[24] que tenga cada proyecto[25].
- Que se reglamente el despacho intradiario y el mercado vinculante, para lo cual la CREG debe presentar una propuesta regulatoria para comentarios de los interesados.

Cordial Saludo,

Mauricio Llanos B.
Vicepresidente de Asuntos Regulatorios

cc. Señora Ministra **María Lorena Gutiérrez Botero**, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Señor Ministro **Mauricio Cárdenas Santamaría**, Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Doctora **Carolina Soto Losada**, Alta Consejera para el sector privado y la competitividad
Doctor **Luis Fernando Mejía Alzate**, Director General, Departamento Nacional de Planeación
Doctora **Rutty Paola Ortiz Jara**, Superintendente de Servicios Públicos
Doctor **Alonso Cardona Delgado**, Viceministro de Energía
Doctor **Andrés Mauricio Velasco Martínez**, Viceministro Técnico de Hacienda

[23] La Obligación de Energía Firme (OEF) es un producto homogéneo entre tecnologías, con el cual se garantiza la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.
[24] La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Enficc) es la máxima energía que es capaz de entregar una planta de generación continuamente en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.
[25] La expansión que resulte de la asignación de contratos en largo plazo debe participar en el cargo por confiabilidad con el fin de evitar una sobre instalación en el sistema. Las OEF asignadas son equivalentes a la Enficc que se estima en función de la generación media histórica calculada con base en la estadística disponible en periodos entre 10 y 20 años que tienen en cuenta la disponibilidad del recurso primario, razón por la cual no constituye una desventaja para los proyectos basados en FERNC.

Anexo – Comentarios detallados sobre el proyecto de Decreto

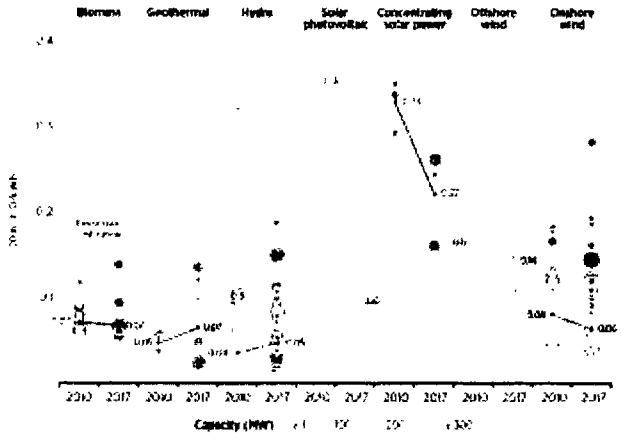
1. **Evolución reciente de los costos de instalación y de los costos nivelados de las tecnologías de generación renovables no convencionales**

En el contexto colombiano, con una matriz de generación eléctrica basada en energía hidroeléctrica (entre 70% y 80%) contamos con la ventaja de que la entrada de las FERNC no esté presionada en el cumplimiento de metas de reducción de emisiones ni en el reemplazo de combustibles de alto costo variable en la operación diaria como es el caso generalizado en otros países de América Latina. Si bien el sector de generación de energía tiene asignada una meta de reducción de emisiones respecto al escenario base[26], como lo planteamos adelante, esperamos que dicha evolución de la expansión en generación se logre sin necesidad de asignar cuotas por tecnología en los mecanismos de expansión.

Competitividad de las FENRC

Un aspecto de gran relevancia a considerar es el nivel de competitividad que han alcanzado y alcanzaran estas tecnologías en el futuro. Como lo presenta IRENA[27], muestra como la evolución de los costos nivelados de la tecnología con Fuentes Renovables No convencionales.

Gráfica 1. Global levelized cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies 2010 – 2017[17]

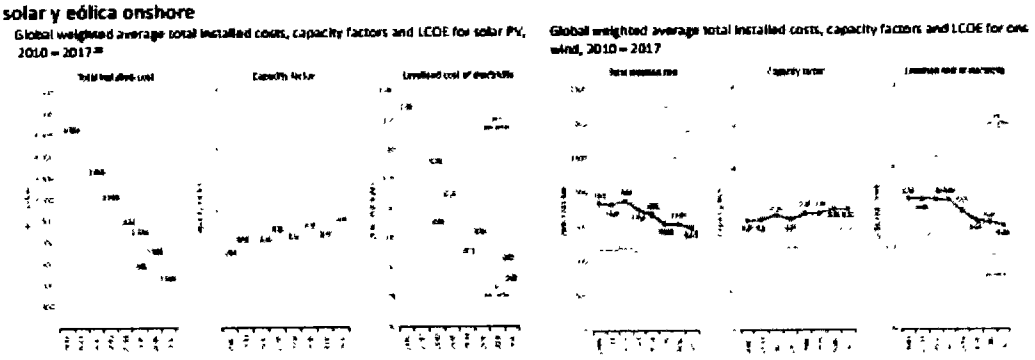


[26] Escenario BAU a 2030 que corresponde al escenario 7 del Plan de Expansión 2014 – 2028 de la UPME.

[27] Documento "Renewable Power Generation Costs in 2017" de la International Renewable Energy Agency – IRENA, pg. 34.

El mismo documento plantea en el título "THE NEW COST REDUCTION DRIVERS" (ver pg. 36), que *"... a medida que las tecnologías de generación de energía renovable han madurado y las reducciones de costos han superado las expectativas, hay un crecimiento hacia las subastas y otros procesos de adquisición competitivos"*. Como se indica en la siguiente gráfica, los costos instalados y costos nivelados de las tecnologías solar y eólica han alcanzado mayores niveles de eficiencia que les permiten competir con cualquier tecnología convencional de generación.

Gráfica 2. Costos globales de capacidad instalada, factor de capacidad y costo nivelado de las tecnologías solar y eólica onshore



Nos preocupa el establecimiento de subastas dedicadas específicamente a tecnologías basadas en FERNC, pues una segmentación de este tipo podría llevar a producir resultados que no reflejen mejoras en la eficiencia de la tecnología por ser una subasta dedicada sin la posibilidad de que otras tecnologías puedan ofrecer una referencia de eficiencia.

Riesgo de sobre instalación

En el Documento "Política Nacional de Cambio Climático" del Ministerio de Ambiente se definió que el objetivo de la línea estratégica de Generación es:

> *"Incentivar la adecuada diversificación de la canasta energética, mediante instrumentos y tecnologías que reconozcan beneficios sobre la mitigación de GEI así como cobeneficios en la calidad del aire, resiliencia climática, acceso y seguridad energética, y, adicionalmente, generar estrategias de coordinación interinstitucional del Gobierno nacional que permitan la promoción y el desarrollo de proyectos relacionados con fuentes no convencionales de energía renovable"*[29] Texto resaltado no aparece subrayado en el original

El escenario base (escenario BAU) correspondió al escenario 7 del Plan de Expansión de Referencia de Generación del año 2014 – 2028, y como escenario potencial se consideró una

[28] Documento "Renewable Power Generation Costs in 2017", pg. 42.
[29] Plan Integral de Gestión de Cambio Climático, pg. 35.

matriz de generación eléctrica con una mayor participación de energías renovables no convencionales y menor participación de fuentes de carbón, asociado al Escenario 14 del mismo plan, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 1. Escenarios 7 y 14 del Plan de Expansión de Referencia 2014 – 2018

Escenario 7				Escenario 14			
Central	**Fecha**	**Capacidad**	**Recurso**	**Central**	**Fecha**	**Capacidad**	**Recurso**
Porvenirll	2018	352	hidro	Porvenirll-Hidrc	2018	452	hidro
eolica1	2019-2021	474	eolica	Carbón	2021-2023	300	carbon
Carbón	2020-2023	800	Carbón	Gas	2024	300	gas
				Cogeneración	2014 - 2019	680	Cogen
				Eólica	2019-2021	474	eólica
				Geotérmica	2020-2023	375	geotermica
				Solar	2014-2024	211	solar

En este sentido, la reducción del 26% GEI en la generación de energía basado sólo con la expansión de FERNC respecto al escenario BAU (reducir 4,7 Ton de CO_2eq), supone pasar de 800 MW a 300 MW de carbón, mantener 474 MW eólicos en el norte de la Guajira y adicionar 211 MW solares, 300 MW de gas y 680 MW de cogeneración.

No obstante, se ha planteado que la subasta de energía con fuentes renovables no convencionales sería para entre 1.000 MW y 2.000 MW, asociados en gran parte a las plantas de generación que manifestaron interés en conectarse a la línea colectora de La Guajira.

Esto implicaría que la asignación de nueva capacidad no solo excedería lo previsto en el escenario objetivo del Plan de Expansión de la UPME para Fuentes No convencionales, sino que tendría un impacto en el mercado por una sobre instalación de capacidad implicando lo siguiente:

- Una sobre instalación de generación de este tipo (costos variables bajos) que genera en la base y fuera del mercado, llevaría a deprimir el precio del mercado spot, especialmente en las horas donde se produce la energía.
- La intermitencia en el despacho y la afectación en las rentas inframarginales pondrían en riesgo la sostenibilidad de la generación a carbón actualmente instalados del orden de 1.000 MW[30].
- La pérdida de generación térmica a carbón e incluso a gas natural si consideráramos la generación térmica del interior, implicaría la reducción de energía firme para el Cargo por Confiabilidad, que no podría ser suplida por la generación con FERNC entrante pues mientras una térmica provee un 95% de su capacidad en ENFICC, una solar ofrecería un 18% de su capacidad mientras que una eólica cerca del 13%.

Si se considerara reemplazar 400 MW térmicos de energía firme a carbón, por generación con FERCN, cuya energía firme está del orden del 20% de su capacidad para el caso de la solar y del

[30] Sin considerar las térmicas que tienen asignaciones de cargo por confiabilidad de largo plazo como Tasajero 2, Gecelca 3, Gecelca 32, y Termonorte (esta última operando con diesel) que suman 667 MW

de15% para la energía eólica, se requerirían 3.800 MW de capacidad solar, o 5.000 MW de eólica que sustituyan la ENFICC requerida, factor que se debe tener en cuenta.

Adicionalmente se resalta que, con las condiciones actuales del mercado, los proyectos que se identifican con mayor potencial de desarrollarse se lograría el cumplimiento de la meta de reducción de emisiones del sector eléctrico, cuantificadas en 4,7 Mton de CO_2eq., por las siguientes razones:

- Por la condición del mercado de gas natural actualmente, no se espera la entrada de generación con este combustible, por lo menos en el mediano plazo donde a partir de 2023 se espera esté la planta de regasificación del Pacífico.
- La generación con combustibles líquidos se eliminará o reducirá al máximo con la entrada de la planta de regasificación del Pacífico, posterior a 2023.
- Ya se tienen puestas garantías sobre la línea colectora de La Guajira, lo que da certeza para la entrada de cerca de 1.300 MW eólicos alrededor de 2022.
- El efecto de la autogeneración con techos solares bajo los incentivos de la Ley 1715 y de la Resolución 121 de 2017 (una vez salga en firme), tendrá un resultado en la demanda que reducirá los requerimientos de expansión en generación, así como en emisiones por ser una demanda que se sustituye por autogeneración solar de cero emisiones.
- Una implementación decidida de la respuesta de la demanda en los mercados de confiabilidad, spot y servicios complementarios puede llevar a una menor exigencia de expansión de capacidad.

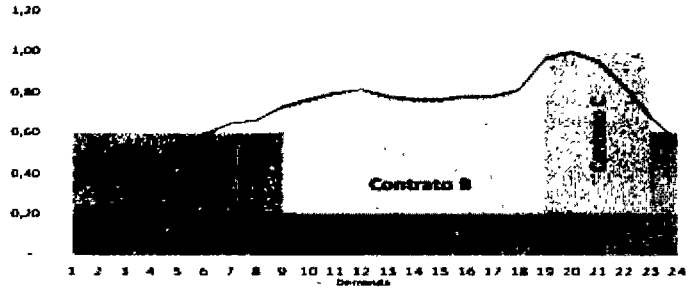
2. Alternativas necesarias para el desarrollo de las fuentes de energía renovable no convencional de manera armónica con la estructura del mercado de energía colombiano y en competencia

Si bien las tecnologías basadas en FERNC han alcanzado niveles competitivos, si consideramos adecuado a nivel de regulación definir esquemas de contratación de energía de mediano plazo que permitan participar en igualdad de condiciones a las tecnologías convencionales junto con las FERNC. Así lo hemos sugerido en los comentarios a la Circular CREG 099 de 2016, en cuanto a que se debe estructurar un mecanismo competitivo que incentive el ingreso de proyectos de generación que proporcionen energía competitiva y confiabilidad al mercado, con base en contratos con las siguientes características, que permitirían apalancar la inversión de los proyectos de generación trasladando un balance equilibrado de riesgos tanto a los generadores como a la demanda:

- Contratos estandarizados
- Subastas de 10 años para contratación de energía para la demanda regulada y no regulada que voluntariamente participe
- Seguridad en el traslado a la tarifa de estos contratos por parte de los comercializadores de demanda regulada, como incentivo a la participación

- Contratos tipo pague lo contratado, pero con un diseño de producto donde sea gestionable el riesgo según el perfil de generación, es decir contratos con bloques horarios como se muestra en la gráfica 3, donde por ejemplo proyectos solares puedan vender energía en las horas de sol.

Gráfica 3. Tipos de contratos de compra venta de energía propuestos



3. Estudios/conceptos de expertos internacionales

De acuerdo con lo indicado por expertos internacionales contratados por la CREG en el año 2016, la implementación de esquemas diferenciales en los mercados eléctricos para asignar generación con FERNC no es una buena solución. De acuerdo con las exposiciones y documentos presentados en el taller de mercado realizado por la CREG donde participaron expertos internacionales como Luciano de Castro y Nils Von Der Fehr, fue claro que no recomiendan esquemas como el planteado por el Decreto como resaltamos a continuación:

El experto Luciano de Castro[31] indicó en su documento:

> *"Pienso que el mejor es que no se haga nada de especial para los renovables. No es claro si es necesario algo especial para los FNCER. En realidad, el mejor sería que se hicieran más estudios para determinar si hay mismo la necesidad de crear algo especial para los FNCER. En caso de haber, es necesario estudiar más a fondo la necesidad de hacerlo. El gran problema de crear algo específico para los FNCER es que en general, una vez creado un subsidio, es muy difícil extinguirlo"*

Por su parte el doctor Nils Von Der Fehr[32] planteó lo siguiente:

> *"None of these products are directly derived from the distinguishing feature of FNCER technologies, namely their "green" quality – a quality for which the Colombian government is willing to pay. The greenness is related to the energy produced, rather than*

[31] Documento "Análisis de las propuestas de la CREG para el Sector Eléctrico Colombiano", pg. 83.
[32] Documento "CREG Expert Panel on Electricity Market Reform", pg. 31.

to installed capacity or other characteristics of technologies or plants. It would therefore seem natural to relate the renewable product to the green value created by the energy produced from FNCER resources, and otherwise threat these technologies as any other technology; in particular, renewable generation should participate in the markets – incl. spot, contracts and firm-energy markets – as any other type of generation. In other words, the green quality of FNCERs provides no argument for paying for their energy at a guaranteed price, as in the first two proposals; the green quality is an argument for an additional payment (i.e. a subsidy) to the energy produced that reflects the value of its green quality (as in the third proposal)"

Por su lado el gremio de renovables – SER contrató un estudio con EY para proponer un mecanismo de contratos, donde plantearon:

"Se propone un mecanismo mediante el cual, los comercializadores-generadores y aquellos que representan la demanda puedan suscribir contratos de suministro a largo plazo, a través de un mecanismo centralizado y anónimo (...). La subasta está abierta para que los generadores interesados ofrezcan la energía con la que se pueden comprometer en un contrato de suministro a un plazo de 20 años y el precio al que están dispuestos a venderla"

Adicionalmente, la CREG en el Documento 068 de 2011, en el caso de subastas para el cargo por confiabilidad, planteó que las subastas por tecnología, además de implicar un riesgo de poder de mercado, que llevaría a mayores costos para el sistema:

"Las subasta [sic] por tecnología no cambiarán el nivel de firmeza del sistema, pero sí afectarían el nivel de competitividad del esquema, al definir una segmentación del mercado de la confiabilidad por tecnología lo que les daría poder de mercado, que seguramente redundará en mayores costos para el Sistema..."

4. Sustentación jurídica

Dentro de la justificación del proyecto de Decreto[33] se plantea que la Ley 1715 de 2014 establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía propender por un desarrollo bajo en carbono a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética. No obstante, si bien la Ley 1715 establece la responsabilidad al Ministerio de fomentar el desarrollo de las fuentes no convencionales, su objetivo definió elementos de incentivos tanto tributarios como de regulación para que se desarrollen este tipo de tecnologías.

[33] *"Que el literal e) del numeral 1. del artículo 6 de la precitada Ley (Ley 1715) establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía "... propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de [sic] energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética".*

"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".

Esta Ley no establece contrariar la Ley 142 de 1994 en cuanto a los principios que rigen el mercado de energía como lo son:

- **Neutralidad**

Como lo establece el Artículo 3. Instrumentos de Intervención Estatal, Numeral 3.9[34], pues se estaría discriminando al resto de tecnologías que no se consideren FERNC en el desarrollo de las subastas de contratos para la expansión planteadas por el Decreto.

- **Eficiencia**

Como lo plantea el Artículo 87[35] de esta Ley, pues con la condición de asignación a una tecnología específica no permite competir al universo de opciones para asignar el mejor precio.

5. Aspectos por considerar en la valoración del impacto económico de la propuesta

De acuerdo con el documento Memoria Justificativa del Decreto, en cuanto a impacto económico, se plantea lo siguiente:

> *"...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"*

Es necesario que con el proyecto de Decreto se haga público el análisis de impacto en el mercado de energía y en la tarifa a los clientes del servicio de energía, para llegar a esta conclusión, pues dado que los costos resultantes de la implementación de esta herramienta serán trasladados vía tarifa a los consumidores de energía, y en ese sentido la diferencia entre el cierre de la subasta con todas las tecnologías y considerando solo las FERNC tendrán un impacto (positivo o negativo) para la demanda regulada que debe analizarse.

El Documento plantea que *"Se espera que dichos costos sean menores que los costos actuales del Mercado de Energía Mayorista colombiano"*, sin embargo, las cifras sobre las cuales se comparan los precios de Colombia son precios de subastas que no consideran estas características:

1) Son subastas de sólo energía a las cuales debe adicionarse el costo de la confiabilidad (CERE) para que sean comparables.

---

[34] *"3.9. Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios".*

[35] *".. 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...".*

ii) El incremento que traerá una próxima subasta de CXC por efecto de ser recursos cuya financiación sería solo para prestar confiabilidad, pues la sobre instalación reduciría sensiblemente otros ingresos como las rentas inframarginales.

iii) Son contratos que representan cero riesgos para los generadores a los que se le adjudiquen, donde el riesgo de exposición en bolsa por la volatilidad lo asume la demanda (en comparación con el resto de contratos que actualmente se ofrecen en el mercado con cobertura real de precio), y el riesgo de entrega de energía firme lo asumen el resto de generadores que tienen asignadas obligaciones de energía firme.

iv) Las condiciones de radiación y costos país en Colombia pueden llevar a resultados menos favorables que en México donde se han dado los menores precios de cierre.

6. Cálculo de los índices de Shannon – Wiener y de Herfindahl – Hirschman para verificar el grado de diversificación de la matriz de generación del mercado de energía colombiano

En el cálculo del índice de Shannon-Wiener se debe diferenciar los diferentes tipos de recursos energéticos y en cuanto al recurso hídrico se deben diferenciar las cuencas hidrográficas en las que se ubican las plantas de generación hidroeléctricas del país.

Adicionalmente, el cálculo debe hacerse con base en la generación de energía durante periodos de escasez o con base en la energía firme que proporciona cada tecnología y cada cuenca (en el caso de las plantas hidroeléctricas), con el fin de identificar si nuestra matriz de generación depende de alguna tecnología o cuenca en particular, es decir, si es vulnerable al alguna de estas categorías.

Hacerlo con base en la generación media que entrega cada tecnología, sin diferenciar por cuencas la generación hidro, pasa por alto el propósito del cálculo del índice, y el resultado obtenido, como es el caso de la referencia que se hace en la memoria justificativa del proyecto de Decreto, conduce a un resultado espurio. El resultado así obtenido y presentado en la memoria justificativa (ver pg. 10 y 11, figura 7), entre 0,4 y 1,4 durante el periodo 2013 – 2017, no es válido.

El cálculo que consideramos correcto se presenta en la siguiente tabla, considerando la energía firme asignadas a las plantas de cada tecnología, y a cada cuenca en el caso de las plantas hidroeléctricas. El resultado así obtenido, empleando los datos de energía firma asignada para el periodo 2018 – 2019, es de 2,7647 para el índice Shannon – Wiener muy superior al 0,8 presentan en la memoria justificativa y de 1.781 para el índice Herfindahl – Hirschman que en el mismo documento se presenta entre 5.500 y 8.000, para sustentar espuriamente el alto nivel de dependencia en la generación hidroeléctrica y justificar la necesidad de diversificar la matriz de generación colombiana.

CELSIA

Plantas Menores	1.380	0,0156	-6,0040	-0,0937
Hidráulicas Antioquia	27.263	0,3078	-1,6998	-0,5232
Hidráulicas Centro	11.661	0,1317	-2,9250	-0,3852
Hidráulicas Oriente	7.498	0,0847	-3,5621	-0,3017
Hidráulicas Valle del Cauca	1.530	0,0173	-5,8551	-0,1013
Hidráulicas Caribe	718	0,0081	-6,9466	-0,0563
Carbón	12.053	0,1361	-2,8773	-0,3916
Gas	2.353	0,0266	-5,2341	-0,1392
Gas Importado	14.851	0,1677	-2,5761	-0,4320
Líquidos	9.256	0,1045	-3,2582	-0,3405
Índice de Shannon-Wiener	$\sum(P_i * log_2(P_i))^2 =$		**2,7647**	

Plantas Menores	1.380	0,0156	2,43
Hidráulica Antioquia	27.263	0,3078	947,41
Hidráulica Centro	11.661	0,1317	173,45
Hidráulica Oriente	7.498	0,0847	71,74
Hidráulica Valle del Cauca	1.530	0,0173	2,99
Hidráulica Caribe	718	0,0081	0,66
Carbón	12.053	0,1361	185,23
Gas	2.353	0,0266	7,08
Gas Importado	14.851	0,1677	281,23
Líquidos	9.256	0,1045	109,20
Índice de Herfindahl-Hirschman		$\sum(P_i * 100)^2 =$	**1.781,42**

MINMINAS

Comentario 16
De: Nohora Mesa
analista@gruporenovatio.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 15:03

Bogota D.C., febrero 9 de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

– Via correo electronico –

Asunto: Comentarios al 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 generacion con fuentes no convencionales de energia renovable y se dictan otras disposiciones"*

Estimado Señor Ministro,

En atención a la amable invitación pública por parte del Ministerio de Minas y Energia, nos complace enviar los siguientes comentarios al documento del Asunto con el objetivo de respaldar la expedicion de lineamientos de política pública que promuevan la inclusión de proyectos de generacion de energia con Fuentes No Convencionales de Energia Renovable (FNCER) en la matriz electrica

Sea lo primero destacar de manera muy positiva el trabajo que ha venido desarrollando el Ministerio en torno a la inclusión de las energias renovables

Consideramos que el documento en consulta es una herramienta de politica publica que marcará la linea de cumplimiento de los compromisos de carácter ambiental asumidos por el Estado Colombiano, que promueve la diversificacion de la matriz energetica y su complementariedad con los recursos de generación con que actualmente cuenta el pais, y que permite beneficiar al usuario final de la comprobada competitividad percibida en distintos mercados de energia a nivel global, que ofrece la incorporacion de estas nuevas fuentes

Nos permitimos manifestar que encontramos una adecuada y sólida sustentación juridica del proyecto de decreto Esencialmente se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1715 de 2014 y a las responsabilidades alli asignadas especificamente al Gobierno Nacional[1], como son, entre otras, participar en la elaboracion y aprobación de los planes de fomento a las FNCER y los planes de gestion eficiente de la energia; propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energetico a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energia y la

[1] Ley 1715 de 2014 Articulos 6 y 7

eficiencia energética; y expedir los lineamientos de politica energética, regulación técnica y economica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demas actividades necesarias.

Igualmente, la expedición de esta norma constituira una acción ejemplar, como también lo prescribe la referida Ley 1715[2], tendiente a suprimir las barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCER y a promover la gestion eficiente de la energia.

Es importante resaltar que este proyecto de normatividad fortalece el concepto de neutralidad tecnologica, desde la óptica de una aplicacion material del derecho fundamental y principio constitucional y democrático de Igualdad, cuya realización no se agota únicamente en dar trato igual, sino tambien en reconocer las diferencias inherentes a la propia naturaleza y circunstancias y en desarrollar un entorno jurídico coherente y consistente con estas, que no admita ni privilegios para unos, ni incapacidades para otros.

Las FNCER hoy deben enfrentar barreras de entrada incluso de orden normativo Algunos aspectos del marco juridico actual no estan diseñados desde el reconocimiento de las diferencias entre estas fuentes y las tradicionales, y por ello se crean distorsiones como, por ejemplo, el hecho de que las FNCER no solo carezcan de mecanismos que viabilicen este tipo de proyectos, como si lo tienen las fuentes tradicionales mediante el Cargo por Confiabilidad, sino que, además, algunas reglas actuales obligan a las FNCER a asumir cargas contrarias a su naturaleza haciendo inviable su ingreso.

Tal y como ha sido sostenido por la Corte Constitucional[3] en diferentes oportunidades , la aplicación del principio de igualdad tambien se materializa en el reconocimiento normativo de las diferencias y circunstancias especiales, como es el caso de las diferencias de trato constitucionalmente justificadas. Inclusive si se cuestionara el proyecto desde el punto de vista constitucional, su justificacion reune importantes argumentos para ser sometido con exito a un juicio integrado de igualdad[4].

Vemos que el mecanismo planteado a través del proyecto en consulta promueve la competencia y ademas responde a principios superiores como lo son la protección al Medio Ambiente, la Competitividad y el cumplimiento de compromisos de orden internacional.

Con el objetivo de aportar de la manera mas proactiva en esta discusion, a continuacion, nos permitimos realizar algunos comentarios especificos:

[2] Ley 1715 de 2014 Articulo 41

[3] Corte Constitucional Sentencia C-104/16 Sentencia C-520/16, Sentencia T-323/15

[4] Sentencia C-520/16 *"para que un trato diferenciado sea constitucionalmente valido debe tener un proposito constitucionalmente legitimo, y debe ser proporcional, en el sentido de que no implique afectaciones excesivas a otros propositos constitucionalmente protegidos La proporcionalidad del medio se determina entonces, mediante una evaluación de su "idoneidad para obtener el fin (constitucionalmente legitimo de acuerdo con el principio de razón suficiente), necesidad en el sentido de que no existan medios alternativos igualmente adecuados o idóneos para la obtención del fin, pero menos restrictivos de los principios afectados y proporcionalidad en sentido estricto, esto es que la efectividad del fin que se persigue se alcance en una medida mayor a la afectacion de los principios que sufren restricción y particularmente del principio de igualdad "*

1. Definición del mecanismo de adjudicación: Consideramos fundamental que, además de establecer la creacion de mecanismos de contratación de largo plazo para fuentes no convencionales de energía, en el proyecto en consulta se defina la fecha cierta de implementación del mecanismo competitivo de asignación. De igual manera, es importante recalcar la necesidad de continuidad del mecanismo, que sea coherente con las necesidades de expansión del país y permita implantar una estrategia de largo plazo. A nivel regional, en America Latina se ha demostrado que la continuidad del esquema resulta en mayor interés en inversión en desarrollo, ejecución y operacion en proyectos de energía. Lo anterior, conduce a una cadena de abastecimiento más madura, empresas con gran nivel de competitividad y precios más competitivos para los usuarios finales.

   Tambien es fundamental que el mecanismo planteado sea inclusivo y promueva la participación de todas las tecnologias de FNCER y formas de contratación, en la matriz, debido a que cada una de estas tecnologias aporta unas caracteristicas y beneficios especificos al sistema. Sugerimos que el mecanismo promueva la participación de proyectos con diferentes horizontes de entrada en operación y con diversos recursos

   En este orden de ideas, tambien es importante proponer que el mecanismo de contratacion sea planteado como una herramienta para la contratación de largo plazo, mas no la unica. Es decir, el mecanismo de contratación no debe convertirse en una barrera de entrada ni debe excluir otras formas de contratación de largo plazo como los contratos privados

2. Requisitos habilitantes: Consideramos de total importancia garantizar que los proyectos que participen presenten un nivel de desarrollo suficiente en todos sus componentes, ambientales, sociales, técnico y financiero de modo que se garantice el éxito del proceso hasta la construcción y operación de los generadores, evitando especulaciones y distorsiones.

   Con este objetivo, se propone que sean establecidos requisitos habilitantes que demuestren cierto grado de avance en su desarrollo. Sugerimos los sigu entes: (i) Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental competente, decide si el proyecto requiere o no Diagnóstico Ambiental de Alternativas; (ii) Acta de apertura de consulta previa; (iii) constancia de haber radicado estudio de conexion ante la UPME; y (iv) Garantía de cumplimiento.

   Sobre este particular, queremos hacer énfasis al Ministerio en cuanto a que uno de los principales aportes de los proyectos con FNCER a la matriz de generación, es la energia que estos pueden aportar con todas las ventajas que ello supone. Desde esa perspectiva, se sugiere que los lineamientos de politica sobre los requisitos habilitantes estén orientados hacia los proyectos y su grado de desarrollo principalmente social, ambiental y técnico, en lugar de que tales requisitos apunten a los aspectos financieros de las empresas, aspectos que si bien son importantes ya cuentan con otras herramientas de revision en el mercado, como el CROM

3. Esquema de Garantías y seguimiento: Con el fin de desarrollar esquemas de contratación justos y confiables que eviten ejercicios especulativos, sugerimos al Ministerio estipular dentro del proyecto de decreto, sus decretos reglamentarios y/o el marco regulatorio, los lineamientos necesarios para establecer esquemas de garantías que aseguren el cumplimiento de la entrada en operación de los proyectos para dar solidez y sostenibilidad al esquema. Asimismo, se recomienda establecer una auditoría de seguimiento al avance ambiental, social y técnico de los proyectos.

4. Participación de la demanda: En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, es necesario que se especifique una condición que garantice que, siempre y cuando los precios resultantes de la asignación sean competitivos, comercializadores y distribuidores que representan usuarios finales en el Mercado de Energía Mayorista participen del mecanismo. Más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, deberá así mismo garantizarse que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso.

5. Definición del mecanismo de contratación de largo plazo: Consideramos de crucial importancia que, independientemente de la definición del mecanismo promovido a través de la expedición de este proyecto de decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) continúe con el análisis de mecanismos de contratación de largo plazo que viene revisando y que se encuentra contenido en la agenda regulatoria del presente año, en la que se espera para consulta en el primer trimestre del año una resolución en este sentido y su definitiva en el segundo trimestre.

6. En sintonía con lo anterior, proponemos señalar en forma expresa en el proyecto de decreto que el mecanismo solamente regirá a partir de la expedición de las normas definitivas que cumplan con los requisitos de ley para ese efecto y hacia adelante, y que, no debe afectar el curso normal de situaciones ni trámites de proyectos que actualmente estén siendo considerados por las diferentes autoridades del sector.

7. Paralelo a los puntos esbozados, insistimos en la necesidad de seguir trabajando juntamente con la CREG en los temas que son claves para la inclusión efectiva de las FNCER, como lo son los mercados intradiarios y los requerimientos técnicos y operativos para la inclusión de grandes porcentajes de energía renovable en el mercado eléctrico.

8. Por último, en términos de las características del producto a asignar a través del mecanismo establecido, nos gustaría reiterar los resultados del estudio realizado por la Asociación SER Colombia, en conjunto con Ernest & Young, los cuales fueron compartidos con el Ministerio, la CREG, agentes del mercado y representantes de los usuarios finales a lo largo de 2017, y que consideramos son fundamentales para el funcionamiento eficiente del mecanismo:

a. Mecanismo diseñado para proyectos nuevos. Entendiendo como Planta y/o Unidad de Generación Nueva, la que no ha iniciado construccion al momento de efectuar el mecanismo de asignación.

b. Producto de Energia Media anual que se acople a las caracteristicas de generación de las fuentes renovables no convencionales.

c. Contrato de suministro entre 15 y 20 años, con balance anual, que permita materializar el cierre financiero de los proyectos con FNCER y manejar la naturaleza estacional del recurso de generación. Así mismo, es importante considerar la moneda de los contratos y su efecto en la financiacion de los proyectos.

d. Para incentivar la participacion de la demanda en el mecanismo propuesto, es fundamental que, al tratarse de un mecanismo competitivo y transparente en la formacion de precios, el precio de los contratos adquiridos a traves de este mecanismo de asignación sea completamente transferible a la tarifa de usuario final.

Finalmente, con el ánimo de facilitar la revisión del Ministerio, tambien incluimos nuestros comentarios sobre el borrador del proyecto en documento Adjunto.

En los anteriores términos, atendiendo la publicación para comentarios del documento del Asunto y en ejercicio del artículo 23 de la Constitucion Politica y los artículos 13 y siguientes de la Ley 1755 de 2015, presentamos nuestros comentarios esperando que agreguen valor y sean tenidos en cuenta con el objetivo de contribuir en el desarrollo de generación mediante FNCER en el país.

Agradecemos en todo caso comunicarnos su analisis sobre los asuntos planteados y quedamos atentos a sus importantes comentarios.

El suscrito recibirá notificaciones en la calle 59A bis no. 5-53, oficina 504, en la ciudad de Bogota D.C. y en el correo electrónico wvasquez@gruporenovatio com

Respetuosamente,

ISABEL ALEJANDRA ARÉVALO SUÁREZ
Representante Legal
VIENTOS DEL NORTE S A.S E S P

MINMINAS

Comentario 17
De: Nohora Mesa
analista@gruporenovatio.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 15:04
Asunto: Comentarios proyecto decreto FNCER - Solar Power

Bogota D C., febrero 9 de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energia
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

– Via correo electrónico –

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto "*Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política publica para la contratacion a largo plazo de proyectos de generacion con fuentes no convencionales de energia renovable y se dictan otras disposiciones*"

Estimado Señor Ministro,

En atencion a la amable invitacion publica por parte del Ministerio de Minas y Energia, nos complace enviar los siguientes comentarios al documento del Asunto con el objetivo de respaldar la expedición de lineamientos de política publica que promuevan la inclusión de proyectos de generación de energia con Fuentes No Convencionales de Energia Renovable (FNCER) en la matriz electrica.

Sea lo primero destacar de manera muy positiva el trabajo que ha venido desarrollando el Ministerio en torno a la inclusion de las energias renovables

Consideramos que el documento en consulta es una herramienta de politica publica que marcara la linea de cumplimiento de los compromisos de carácter ambiental asumidos por el Estado Colombiano, que promueve la diversificación de la matriz energetica y su complementariedad con los recursos de generacion con que actualmente cuenta el pais, y que permite beneficiar al usuario final de la comprobada competitividad percibida en distintos mercados de energia a nivel global, que ofrece la incorporación de estas nuevas fuentes

Nos permitimos manifestar que encontramos una adecuada y solida sustentacion juridica del proyecto de decreto. Esencialmente se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1715 de 2014 y a las responsabilidades alli asignadas especificamente al Gobierno

Nacional[1], como son, entre otras: participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCER y los planes de gestión eficiente de la energía; propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética; y expedir los lineamientos de política energética, regulación tecnica y economica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias.

Igualmente, la expedicion de esta norma constituirá una accion ejemplar, como tambien lo prescribe la referida Ley 1715[2], tendiente a suprimir las barreras tecnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCER y a promover la gestión eficiente de la energía

Es importante resaltar que este proyecto de normatividad fortalece el concepto de neutralidad tecnológica, desde la óptica de una aplicacion material del derecho fundamental y principio constitucional y democrático de Igualdad, cuya realizacion no se agota unicamente en dar trato igual, sino tambien en reconocer las diferencias inherentes a la propia naturaleza y circunstancias y en desarrollar un entorno juridico coherente y consistente con estas, que no admita ni privilegios para unos, ni incapacidades para otros.

Las FNCER hoy deben enfrentar barreras de entrada incluso de orden normativo. Algunos aspectos del marco juridico actual no están diseñados desde el reconocimiento de las diferencias entre estas fuentes y las tradicionales, y por ello se crean distorsiones como, por ejemplo, el hecho de que las FNCER no solo carezcan de mecanismos que viabilicen este tipo de proyectos, como si lo tienen las fuentes tradicionales mediante el Cargo por Confiabilidad, sino que, además, algunas reglas actuales obligan a las FNCER a asumir cargas contrarias a su naturaleza haciendo inviable su ingreso

Tal y como ha sido sostenido por la Corte Constitucional[3] en diferentes oportunidades , la aplicación del principio de igualdad también se materializa en el reconocimiento normativo de las diferencias y circunstancias especiales, como es el caso de las diferencias de trato constitucionalmente justificadas. Inclusive si se cuestionara el proyecto desde el punto de vista constitucional, su justificación reúne importantes argumentos para ser sometido con éxito a un juicio integrado de igualdad[4]

---

[1] Ley 1715 de 2014 Articulos 6 y 7

[2] Ley 1715 de 2014 Articulo 41

[3] Corte Constitucional Sentencia C-104/16 Sentencia C-520/16 Sentencia T-323/15

[4] Sentencia C-520/16 *"para que un trato diferenciado sea constitucionalmente valido debe tener un proposito constitucionalmente legitimo y debe ser proporcional en el sentido de que no implique afectaciones excesivas a otros propositos constitucionalmente protegidos La proporcionalidad del medio se determina entonces, mediante una evaluación de su "idoneidad para obtener el fin (constitucionalmente legitimo de acuerdo con el principio de razón suficiente) necesidad en el sentido de que no existan medios alternativos igualmente adecuados o idóneos para la obtención del fin pero menos restrictivos de los principios afectados y proporcionalidad en sentido estricto esto es que la efectividad del fin que se persigue se alcance en una medida mayor a la afectación de los principios que sufren restricción, y particularmente del principio de igualdad "*

Vemos que el mecanismo planteado a través del proyecto en consulta promueve la competencia y ademas responde a principios superiores como lo son la proteccion al Medio Ambiente, la Competitividad y el cumplimiento de compromisos de orden internacional

Con el objetivo de aportar de la manera mas proactiva en esta discusión, a continuación, nos permitimos realizar algunos comentarios especificos.

1. Definicion del mecanismo de adjudicacion: Consideramos fundamental que, además de establecer la creación de mecanismos de contratación de largo plazo para fuentes no convencionales de energia, en el proyecto en consulta se defina la fecha cierta de implementacion del mecanismo competitivo de asignación. De igual manera, es importante recalcar la necesidad de continuidad del mecanismo, que sea coherente con las necesidades de expansión del país y permita implantar una estrategia de largo plazo. A nivel regional, en América Latina se ha demostrado que la continuidad del esquema resulta en mayor interés en inversión en desarrollo, ejecucion y operacion en proyectos de energia Lo anterior, conduce a una cadena de abastecimiento mas madura, empresas con gran nivel de competitividad y precios más competitivos para los usuarios finales.

   También es fundamental que el mecanismo planteado sea inclusivo y promueva la participacion de todas las tecnologias de FNCER y formas de contratacion, en la matriz, debido a que cada una de estas tecnologías aporta unas características y beneficios especificos al sistema. Sugerimos que el mecanismo promueva la participacion de proyectos con diferentes horizontes de entrada en operación y con diversos recursos

   En este orden de ideas, tambien es importante proponer que el mecanismo de contratación sea planteado como una herramienta para la contratación de largo plazo, mas no la unica Es decir, el mecanismo de contratacion no debe convertirse en una barrera de entrada ni debe excluir otras formas de contratacion de largo plazo como los contratos privados.

2. Requisitos habilitantes: Consideramos de total importancia garantizar que los proyectos que participen presenten un nivel de desarrollo suficiente en todos sus componentes, ambientales, sociales, tecnico y financiero de modo que se garantice el éxito del proceso hasta la construccion y operación de los generadores, evitando especulaciones y distorsiones.

   Con este objetivo, se propone que sean establecidos requisitos habilitantes que demuestren cierto grado de avance en su desarrollo. Sugerimos los siguientes: (i) Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental competente, decide si el proyecto requiere o no Diagnostico Ambiental de Alternativas; (ii) Acta de apertura de consulta previa, (iii) constancia de haber radicado estudio de conexion ante la UPME; y (iv) Garantia de cumplimiento.

Sobre este particular, queremos hacer énfasis al Ministerio en cuanto a que uno de los principales aportes de los proyectos con FNCER a la matriz de generación, es la energía que estos pueden aportar con todas las ventajas que ello supone. Desde esa perspectiva, se sugiere que los lineamientos de política sobre los requisitos habilitantes estén orientados hacia los proyectos y su grado de desarrollo principalmente social, ambiental y técnico, en lugar de que tales requisitos apunten a los aspectos financieros de las empresas, aspectos que si bien son importantes ya cuentan con otras herramientas de revisión en el mercado, como el CROM.

3. Esquema de Garantías y seguimiento: Con el fin de desarrollar esquemas de contratación justos y confiables que eviten ejercicios especulativos, sugerimos al Ministerio estipular dentro del proyecto de decreto, sus decretos reglamentarios y/o el marco regulatorio, los lineamientos necesarios para establecer esquemas de garantías que aseguren el cumplimiento de la entrada en operación de los proyectos para dar solidez y sostenibilidad al esquema. Asimismo, se recomienda establecer una auditoría de seguimiento al avance ambiental, social y técnico de los proyectos.

4. Participación de la demanda: En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, es necesario que se especifique una condición que garantice que, siempre y cuando los precios resultantes de la asignación sean competitivos, comercializadores y distribuidores que representan usuarios finales en el Mercado de Energía Mayorista participen del mecanismo. Más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, deberá así mismo garantizarse que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso.

5. Definición del mecanismo de contratación de largo plazo: Consideramos de crucial importancia que, independientemente de la definición del mecanismo promovido a través de la expedición de este proyecto de decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) continúe con el análisis de mecanismos de contratación de largo plazo que viene revisando y que se encuentra contenido en la agenda regulatoria del presente año, en la que se espera para consulta en el primer trimestre del año una resolución en este sentido y su definitiva en el segundo trimestre.

6. En sintonía con lo anterior, proponemos señalar en forma expresa en el proyecto de decreto que el mecanismo solamente regirá a partir de la expedición de las normas definitivas que cumplan con los requisitos de ley para ese efecto y hacia adelante, y que, no debe afectar el curso normal de situaciones ni trámites de proyectos que actualmente estén siendo considerados por las diferentes autoridades del sector.

7. Paralelo a los puntos esbozados, insistimos en la necesidad de seguir trabajando juntamente con la CREG en los temas que son claves para la inclusion efectiva de las FNCER, cómo lo son los mercados intradiarios y los requerimientos tecnicos y operativos para la inclusión de grandes porcentajes de energia renovable en el mercado electrico.

8. Por ultimo, en términos de las caracteristicas del producto a asignar a través del mecanismo establecido, nos gustaría reiterar los resultados del estudio realizado por la Asociacion SER Colombia, en conjunto con Ernest & Young, los cuales fueron compartidos con el Ministerio, la CREG, agentes del mercado y representantes de los usuarios finales a lo largo de 2017, y que consideramos son fundamentales para el funcionamiento eficiente del mecanismo:

    a. Mecanismo diseñado para proyectos nuevos. Entendiendo como Planta y/o Unidad de Generación Nueva, la que no ha iniciado construcción al momento de efectuar el mecanismo de asignación.

    b Producto de Energia Media anual que se acople a las caracteristicas de generacion de las fuentes renovables no convencionales.

    c. Contrato de suministro entre 15 y 20 años, con balance anual, que permita materializar el cierre financiero de los proyectos con FNCER y manejar la naturaleza estacional del recurso de generación. Así mismo, es importante considerar la moneda de los contratos y su efecto en la financiacion de los proyectos.

    d. Para incentivar la participacion de la demanda en el mecanismo propuesto, es fundamental que, al tratarse de un mecanismo competitivo y transparente en la formacion de precios, el precio de los contratos adquiridos a través de este mecanismo de asignacion sea completamente transferible a la tarifa de usuario final.

Finalmente, con el animo de facilitar la revision del Ministerio, tambien incluimos nuestros comentarios sobre el borrador del proyecto en documento Adjunto.

En los anteriores terminos, atendiendo la publicacion para comentarios del documento del Asunto y en ejercicio del articulo 23 de la Constitución Politica y los artículos 13 y siguientes de la Ley 1755 de 2015, presentamos nuestros comentarios esperando que agreguen valor y sean tenidos en cuenta con el objetivo de contribuir en el desarrollo de generación mediante FNCER en el pais.

Agradecemos en todo caso comunicarnos su analisis sobre los asuntos planteados y quedamos atentos a sus importantes comentarios.

MINMINAS

El suscrito recibirá notificaciones en la calle 59A bis no. 5-53, oficina 504, en la ciudad de Bogotá D.C. y en el correo electronico wvasquez@gruporenovatio.com

Respetuosamente,

ISABEL ALEJANDRA ARÉVALO SUÁREZ
Representante Legal
SOLAR POWER S A.S. E.S.P

Comentario 18
De: Alberto García
garciaalberto@jemeiwaakaisas.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 15:13

JEMEIWAA KA'I

Bogotá D.C., 09 de febrero de 2018

Señores:
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Atn. Dr. Germán Arce Zapata
Ministro de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

Estimado Señor Ministro:

Nuestra compañía "JEMEIWAA KA'I SAS" lleva desde el año 2010 desarrollando y promocionando el uso sostenible de la energía eólica en La Guajira, región del país con necesidades sociales y económicas, en especial en los territorios indígenas Wayuus.

El compromiso de nuestra compañía ha sido el poder conseguir el desarrollo de la matriz energética de Colombia aprovechando el recurso eólico existente en La Guajira y contribuyendo al desarrollo de las Comunidades Indígenas presentes en está región.

Es por lo anterior que celebramos, el anuncio del Decreto por el cual se fomenta la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Desde nuestra compañía, ponemos en sus manos nuestras capacidades y disposición para compartir nuestro conocimiento y experiencia con el fin de poder contribuir a la definición del mejor mecanismo para la integración de las Energías Renovables en Colombia.

Una vez revisados los contenidos del proyecto de Decreto nos gustaría indicar algunos comentarios que consideramos de suma importancia para establecer los lineamientos de política energética y adecuada integración de este tipo de fuentes en la matriz energética de Colombia.

1/ Artículo 2.2.3.8.7.5 Características:

Se menciona en este artículo los siguientes aspectos para definir y establecer las condiciones del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto:

JEMEIWAA KA'I S.A.S – NIT: 900368141-5
Calle 106 # 54 – 73 OFC 403 Bogotá D.C., Colombia
Teléfono: (+571) 7158975 – (+57) 3103223454
e-mail: patrondiego@jemeiwaakaisas.com.co

i) Esquema competitivo de asignación

El esquema debe garantizar:

-Esquema de asignación acorde al aprovechamiento y características de los recursos renovables. La figura que mejor se adapta es el mecanismo "Paga lo generado"

-El esquema debe contemplar la actual capacidad de red asignada que representa un derecho adquirido para los generadores. Si el volumen de capacidad es inferior, no se podría garantizar la generación asociada a los proyectos y su viabilidad

-Contratación a largo plazo (entre 15 a 20 años)

-Pago en Euros, esto garantizaría condiciones financieras de capital mucho más barato

-Aval y garantía por parte del Banco Mundial o el propio Gobierno Colombiano u otra entidad financiera con fuerte capacidad crediticia que cubra los posibles riesgos del contrato de asignación de la energía y poder trasladar estos contratos de asignación a una ratio aceptable de inversión

-Considerar la optimización y costes de la red de transmisión

El claro ejemplo son proyectos de generación de FNCER que disponen de un factor de planta muy inferior a otros, en este caso se estaría desaprovechando una capacidad disponible en la red frente a otro proyecto con mayor factor de planta, esto finalmente se tiene que traducir en un mayor coste de infraestructuras para cumplir con una misma energía dispuesta y debe ser trasladado al mecanismo de asignación.

Hoy por hoy Colombia tiene una red diseñada para factores de planta altos. Proyectos con los factores de planta más altos es el esquema más favorable porque tiene menos costos de inversión en red de transmisión (ejemplo 1 GW de capacidad de red de transmisión utilizado con un factor de planta de 25 % transmitirá una producción anual de 2.190 GWh, con un factor de planta de 60% la misma capacipad con el mismo coste de instalación puede contar con una transmisión de 5.256 GWh)

-Los contratos adquiridos sean transferibles a la tarifa de usuario final

ii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará

Sobre este punto queremos indicar que es muy importante poder garantizar que cualquier proyecto que vaya a participar en el mecanismo de asignación debe contar con una serie de requisitos que garanticen la ejecución y viabilidad del proyecto, es por ello y para evitar incertidumbres en los procesos de desarrollo de los proyectos y técnicos, proponemos los siguientes requerimientos:

- **Acuerdos y contratos de disposición del terreno o demostración del inicio de la Consulta Previa.**
- **Estudios de Impacto Ambiental en curso para la obtención de la Licencia Ambiental**
- **Conexión a red y/o STN aprobada y con las garantías correspondientes depositadas**
- **Mediciones del recurso suficientes para establecer una adecuada evaluación técnica tanto para el diseño como generación estimada de cada proyecto. Al menos 2 años para proyectos de generación eólica y solar**

Todos estos requerimientos deberían ser validados y confirmados por un organismo acreditado por parte del gobierno de cara superar un proceso de precalificación para autorizar participar en el mecanismo de asignación.

Respecto al volumen y plazos de asignación, debería ser una consecuencia del resultado del proceso de precalificación. Donde se pueda determinar que cantidad de proyectos y fechas de operación tendrían según la fecha de conexión al Sistema de Transmisión Nacional o Distribución.

iii) Periodicidad

Consideramos fundamental que el proceso de asignación se pueda realizar de forma periódica en periodos de 1-2 años, de esta forma se puedan actualizar la lista de proyectos que cumplan los requisitos (Precalificación) y según la actualización de demanda.

iv) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes

Consideramos que el esquema de garantías debería estar asociado exclusivamente a aquellos proyectos que previamente no hayan tenido la obligación de depositar garantías de conexión. Deberían hacerlo de forma que pueda ofrecerse una seriedad y compromiso sobre la asignación de energía.

Si bien, aquellos proyectos que ya dispongan de este compromiso deberían quedar exentos de dicha condición, con el objetivo de no penalizar doblemente en el aporte de garantías y un mayor coste de la energía de asignación.

v) Entidad responsable de su implementación

Consideramos que el organismo responsable debería ser la CREG, si bien es fundamental la integración y participación del demás organismo reguladores y agencias que participan de la planeación y gestión energética en el país, tales como UPME, XM y CNO.

2/ Artículo 2.2.3.8.7.10 : Otras disposiciones

"El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación y medición para la integración de proyectos con FNCER al sistema eléctrico."

Sobre este artículo queremos incidir que para la adecuada y exitosa integración de las FNCER todavía quedan retos y aspectos tanto técnicos como regulatorios que solventar en Colombia y que su adaptación debe estar alineados con el mecanismo de implementación que se menciona en el Proyecto de Decreto.

Nuestra compañía está preparando una serie de presentaciones sobre los aspectos críticos y necesarios que requieren un lineamiento por parte de los diferentes organismos, autoridades ambientales, reguladores y entidades privadas que permitan garantizar la ejecución y operación de estos nuevos proyectos de generación en el país y especialmente en zonas como La Guajira. Estas presentaciones y documentación las compartiremos con el Ministerio de Minas y Energía con copia a CREG, UPME y FDN siendo debidamente remitidas y radicadas en los próximos días.

Adelantamos en esta comunicación alguno de los aspectos más importantes como son:

-Ampliación del plazo de entrada de los proyectos a los sistemas de conexión compartida al STN

Claro ejemplo la Colectora 500kV en La Guajira cuya fecha de operación está prevista para noviembre 2022 y se obliga actualmente a poner en operación los proyectos de generación 3 meses después. **Es inviable este cronograma desde los aspectos técnicos, financiero y logísticos** tal y como vamos a mostrar en nuestra documentación. Simplemente la capacidad a instalar de una sola vez en la Colectora 500kV, pondría a La Guajira en el séptimo lugar a nivel mundial de potencia nueva instalada por año, cifras respecto al 2016. Este rango para una zona con indisponibilidad de personal calificado y lo ambicioso de la meta, hacen realmente muy complejo y con altos riegos, poder cumplir con esta fecha tal y como evidenciamos en las presentaciones a entregar en los próximos días.

Es por ello proponemos una flexibilidad mayor y con procesos de entrada escalonado que tienen que ser acordes a las fechas de solicitud de asignación y sin que suponga una penalización económica.

-Declarar los proyectos de FNCER en La Guajira como Proyectos de Interés Nacional (PINE)

-Implicar un liderazgo y responsabilidad con un empoderamiento para comenzar y gestionar los diferentes procesos necesarios que pudiera ser ejercido por el organismo competente designado con capacidad multidisciplinaria e involucración del Ministerio de Minas y Energías.

Esperamos que los comentarios puedan ayudar para el cumplimiento establecido y de nuevo agradecemos por la iniciativa tomada por parte del Ministerio de Minas y Energías.

Atentamente,

Diego Patrón Arcila
Gerente General

MINMINAS

Comentario 19
De: Nohora Mesa
analista@gruporenovatio.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 15:39
Asunto: Comentarios proyecto decreto FNCER - Eolos Energía

Bogota D C , febrero 9 de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energia
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

– Via correo electronico –

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto "*Por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de politica pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generacion con fuentes no convencionales de energia renovable y se dictan otros disposiciones*"

Estimado Señor Ministro,

En atención a la amable invitacion publica por parte del Ministerio de Minas y Energia, nos complace enviar los siguientes comentarios al documento del Asunto con el objetivo de respaldar la expedición de lineamientos de politica publica que promuevan la inclusión de proyectos de generacion de energia con Fuentes No Convencionales de Energia Renovable (FNCER) en la matriz electrica

Sea lo primero destacar de manera muy positiva el trabajo que ha venido desarrollando el Ministerio en torno a la inclusión de las energias renovables.

Consideramos que el documento en consulta es una herramienta de politica publica que marcara la linea de cumplimiento de los compromisos de caracter ambiental asumidos por el Estado Colombiano, que promueve la diversificación de la matriz energética y su complementariedad con los recursos de generación con que actualmente cuenta el país, y que permite beneficiar al usuario final de la comprobada competitividad percibida en distintos mercados de energia a nivel global, que ofrece la incorporacion de estas nuevas fuentes

Nos permitimos manifestar que encontramos una adecuada y sólida sustentacion juridica del proyecto de decreto. Esencialmente se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1715 de 2014 y a las responsabilidades alli asignadas especificamente al Gobierno Nacional[1], como son, entre otras: participar en la elaboracion y aprobacion de los planes de fomento a las FNCER y los planes de gestión

[1] Ley 1715 de 2014 Articulos 6 y 7

eficiente de la energía, propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética; y expedir los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias.

Igualmente, la expedición de esta norma constituirá una acción ejemplar, como también lo prescribe la referida Ley 1715[2], tendiente a suprimir las barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCER y a promover la gestión eficiente de la energía.

Es importante resaltar que este proyecto de normatividad fortalece el concepto de neutralidad tecnológica, desde la óptica de una aplicación material del derecho fundamental y principio constitucional y democrático de igualdad, cuya realización no se agota únicamente en dar trato igual, sino también en reconocer las diferencias inherentes a la propia naturaleza y circunstancias y en desarrollar un entorno jurídico coherente y consistente con estas, que no admita ni privilegios para unos, ni incapacidades para otros.

Las FNCER hoy deben enfrentar barreras de entrada incluso de orden normativo. Algunos aspectos del marco jurídico actual no están diseñados desde el reconocimiento de las diferencias entre estas fuentes y las tradicionales, y por ello se crean distorsiones como, por ejemplo, el hecho de que las FNCER no solo carezcan de mecanismos que viabilicen este tipo de proyectos, como sí lo tienen las fuentes tradicionales mediante el Cargo por Confiabilidad, sino que, además, algunas reglas actuales obligan a las FNCER a asumir cargas contrarias a su naturaleza haciendo inviable su ingreso.

Tal y como ha sido sostenido por la Corte Constitucional[3] en diferentes oportunidades , la aplicación del principio de igualdad también se materializa en el reconocimiento normativo de las diferencias y circunstancias especiales, como es el caso de las diferencias de trato constitucionalmente justificadas. Inclusive si se cuestionara el proyecto desde el punto de vista constitucional, su justificación reune importantes argumentos para ser sometido con exito a un juicio integrado de igualdad[4]

Vemos que el mecanismo planteado a través del proyecto en consulta promueve la competencia y además responde a principios superiores como lo son la protección al Medio Ambiente, la Competitividad y el cumplimiento de compromisos de orden internacional

[2] Ley 1715 de 2014 Artículo 41

[3] Corte Constitucional Sentencia C-104/16 Sentencia C-520/16 Sentencia T-323/15

[4] Sentencia C-520/16 *"para que un trato diferenciado sea constitucionalmente valido debe tener un propósito constitucionalmente legítimo y debe ser proporcional en el sentido de que no implique afectaciones excesivas a otros propósitos constitucionalmente protegidos. La proporcionalidad del medio se determina entonces mediante una evaluación de su "idoneidad para obtener el fin (constitucionalmente legítimo de acuerdo con el principio de razón suficiente) necesidad en el sentido de que no existan medios alternativos igualmente adecuados o idóneos para la obtención del fin pero menos restrictivos de los principios afectados; y proporcionalidad en sentido estricto esto es, que la efectividad del fin que se persigue se alcance en una medida mayor a la afectación de los principios que sufren restricción y particularmente del principio de igualdad."*

Con el objetivo de aportar de la manera mas proactiva en esta discusión, a continuacion, nos permitimos realizar algunos comentarios especificos:

1. Definición del mecanismo de adjudicación: Consideramos fundamental que, ademas de establecer la creación de mecanismos de contratación de largo plazo para fuentes no convencionales de energia, en el proyecto en consulta se defina la fecha cierta de implementación del mecanismo competitivo de asignación. De igual manera, es importante recalcar la necesidad de continuidad del mecanismo, que sea coherente con las necesidades de expansion del país y permita implantar una estrategia de largo plazo. A nivel regional, en América Latina se ha demostrado que la continuidad del esquema resulta en mayor interés en inversión en desarrollo, ejecución y operacion en proyectos de energía. Lo anterior, conduce a una cadena de abastecimiento más madura, empresas con gran nivel de competitividad y precios más competitivos para los usuarios finales.

   También es fundamental que el mecanismo planteado sea inclusivo y promueva la participación de todas las tecnologias de FNCER y formas de contratacion, en la matriz, debido a que cada una de estas tecnologias aporta unas caracteristicas y beneficios específicos al sistema. Sugerimos que el mecanismo promueva la participación de proyectos con diferentes horizontes de entrada en operacion y con diversos recursos.

   En este orden de ideas, tambien es importante proponer que el mecanismo de contratacion sea planteado como una herramienta para la contratación de largo plazo, mas no la unica. Es decir, el mecanismo de contratacion no debe convertirse en una barrera de entrada ni debe excluir otras formas de contratación de largo plazo como los contratos privados.

2. Requisitos habilitantes: Consideramos de total importancia garantizar que los proyectos que participen presenten un nivel de desarrollo suficiente en todas sus componentes, ambientales, sociales, tecnico y financiero de modo que se garantice el éxito del proceso hasta la construcción y operación de los generadores, evitando especulaciones y distorsiones.

   Con este objetivo, se propone que sean establecidos requisitos habilitantes que demuestren cierto grado de avance en su desarrollo. Sugerimos los siguientes: (i) Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental competente, decide si el proyecto requiere o no Diagnostico Ambiental de Alternativas; (ii) Acta de apertura de consulta previa; (iii) constancia de haber radicado estudio de conexión ante la UPME; y (iv) Garantia de cumplimiento.

   Sobre este particular, queremos hacer enfasis al Ministerio en cuanto a que uno de los principales aportes de los proyectos con FNCER a la matriz de generación, es la energia que estos pueden aportar con todas las ventajas que ello supone. Desde esa perspectiva, se sugiere que los lineamientos de politica sobre los requisitos habilitantes esten orientados hacia los proyectos y su grado de desarrollo principalmente social, ambiental y tecnico, en lugar de que tales requisitos apunten a los aspectos financieros de las empresas, aspectos que

si bien son importantes ya cuentan con otras herramientas de revisión en el mercado, como el CROM.

3 Esquema de Garantias y seguimiento: Con el fin de desarrollar esquemas de contratacion justos y confiables que eviten ejercicios especulativos, sugerimos al Ministerio estipular dentro del proyecto de decreto, sus decretos reglamentarios y/o el marco regulatorio, los lineamientos necesarios para establecer esquemas de garantias que aseguren el cumplimiento de la entrada en operacion de los proyectos para dar solidez y sostenibilidad al esquema Asimismo, se recomienda establecer una auditoria de seguimiento al avance ambiental, social y técnico de los proyectos

4. Participación de la demanda: En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, es necesario que se especifique una condición que garantice que, siempre y cuando los precios resultantes de la asignación sean competitivos, comercializadores y distribuidores que representan usuarios finales en el Mercado de Energia Mayorista participen del mecanismo Más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, debera asi mismo garantizarse que la participacion de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignacion eficiente en el proceso.

5 Definicion del mecanismo de contratacion de largo plazo. Consideramos de crucial importancia que, independientemente de la definicion del mecanismo promovido a traves de la expedición de este proyecto de decreto, la Comisión de Regulación de Energia y Gas (CREG) continúe con el analisis de mecanismos de contratación de largo plazo que viene revisando y que se encuentra contenido en la agenda regulatoria del presente año, en la que se espera para consulta en el primer trimestre del año una resolución en este sentido y su definitiva en el segundo trimestre.

6. En sintonía con lo anterior, proponemos señalar en forma expresa en el proyecto de decreto que el mecanismo solamente regirá a partir de la expedición de las normas definitivas que cumplan con los requisitos de ley para ese efecto y hacia adelante, y que, no debe afectar el curso normal de situaciones ni tramites de proyectos que actualmente esten siendo considerados por las diferentes autoridades del sector.

7. Paralelo a los puntos esbozados, insistimos en la necesidad de seguir trabajando juntamente con la CREG en los temas que son claves para la inclusión efectiva de las FNCER, como lo son los mercados intradiarios y los requerimientos técnicos y operativos para la inclusion de grandes porcentajes de energia renovable en el mercado eléctrico.

8. Por ultimo, en terminos de las caracteristicas del producto a asignar a través del mecanismo establecido, nos gustaria reiterar los resultados del estudio realizado por la Asociación SER Colombia, en conjunto con Ernest & Young, los cuales fueron compartidos con el Ministerio, la

CREG, agentes del mercado y representantes de los usuarios finales a lo largo de 2017, y que consideramos son fundamentales para el funcionamiento eficiente del mecanismo:

a Mecanismo diseñado para proyectos nuevos. Entendiendo como Planta y/o Unidad de Generacion Nueva, la que no ha iniciado construcción al momento de efectuar el mecanismo de asignacion.

b. Producto de Energia Media anual que se acopie a las caracteristicas de generación de las fuentes renovables no convencionales.

c Contrato de suministro entre 15 y 20 años, con balance anual, que permita materializar el cierre financiero de los proyectos con FNCER y manejar la naturaleza estacional del recurso de generación. Así mismo, es importante considerar la moneda de los contratos y su efecto en la financiación de los proyectos.

d. Para incentivar la participacion de la demanda en el mecanismo propuesto, es fundamental que, al tratarse de un mecanismo competitivo y transparente en la formación de precios, el precio de los contratos adquiridos a traves de este mecanismo de asignación sea completamente transferible a la tarifa de usuario final

Finalmente, con el animo de facilitar la revisión del Ministerio, tambien incluimos nuestros comentarios sobre el borrador del proyecto en documento Adjunto.

En los anteriores terminos, atendiendo la publicación para comentarios del documento del Asunto y en ejercicio del articulo 23 de la Constitucion Politica y los articulos 13 y siguientes de la Ley 1755 de 2015, presentamos nuestros comentarios esperando que agreguen valor y sean tenidos en cuenta con el objetivo de contribuir en el desarrollo de generación mediante FNCER en el pais.

Agradecemos en todo caso comunicarnos su análisis sobre los asuntos planteados y quedamos atentos a sus importantes comentarios.

El suscrito recibirá notificaciones en calle 59A bis no. 5-53, oficina 504, en la ciudad de Bogota D.C. y en el correo electronico wvasquez@gruporenovatio.com

Respetuosamente,

ANDRE PEREIRA FRAGA FIGUEIREDO
Representante Legal
EOLOS ENERGÍA S.A S E S P

Comentario 20
Luis fernando López

ANEXO
COMENTARIOS Y MARCAS AL BORRADOR DE PROYECTO EN CONSULTA

Con formato: Izq.: 2.7 94 cm

República de Colombia

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NUMERO

( )

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y los artículos 6° y 7° de la Ley 1715 de 2014 y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994 la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de entre otros garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios así como su prestación continua ininterrumpida y eficiente

Que el artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía en ejercicio de las funciones de regulación planeación coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios

MINMINAS

ANEXO
COMENTARIOS Y MARCAS AL BORRADOR DE PROYECTO EN CONSULTA

Que el Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía "formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía."

Que los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto precitado establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía: "formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía" así como *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país"*

Que el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014 *"Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional"* declara la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético, pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

[illegible]

Que el literal e) del numeral 1 del artículo 6 de la precitada Ley establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía "... propender por un *desarrollo bajo en carbono del sector de (sic) energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética*.

[illegible]

Que el artículo 41 de la misma Ley faculta al Gobierno Nacional y a resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, para adoptar acciones ejemplares tendientes a la superación de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía.

Que el artículo 4 de la Ley 1753 de 2015 *"Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país"* establecio para la consolidación de sus pilares (Paz, Equidad y Educación) y la transformación hacia un nuevo país, la estrategia transversal de crecimiento verde, la cual 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.

Que en la sección diagnóstico del Capítulo X de dicha estrategia se establece que "... *el 31 % de la capacidad efectiva de generación de electricidad proviene de plantas térmicas y solamente el 4.5 % de fuentes no convencionales de energía renovable (UPME, 2014, p. 69). Bajo escenarios de reducción de la precipitación, la generación térmica podría incrementarse, generando un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las cuales actualmente representan el 8.5 % de las emisiones del país (Ideam, 2009, p. 25)*"

"Por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015 en lo relacionado con los lineamientos de política publica para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Que para desarrollar la estrategia de crecimiento verde se planteó como objetivo 1 de mediano plazo "avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono" a través del impulso de la transformación de sectores hacia sendas más eficientes y de bajo carbono, con lo que se busca incidir sobre las tendencias de desarrollo de sectores como energía mediante cambios transformacionales 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.

Que dentro de las acciones para impulsar el sector de la energía hacia sendas más eficientes en busqueda de un crecimiento sostenible, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 298 de 2016 "por el cual se establece la organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático y se dictan otras disposiciones", mediante el cual se adopta la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono – ECDBC, programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con apoyo del Departamento Nacional de Planeación (DNP) y los Ministerios Sectoriales: Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Transporte y Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.

Que de la misma forma, en el artículo 5 del mismo Decreto se creó la Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC con el objetivo de coordinar y orientar la implementación de la Política Nacional de Cambio Climático.

Que la ECDBC 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; (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.

Que en el artículo 1 de la Resolución MME 90325 de 2014 "*Por medio de la cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía Eléctrica, Minería e Hidrocarburos*", se adopta 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. Y que para dar cumplimiento a esta línea de política dentro del PAS se ha establecido como acción promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional.

Que la Ley 1665 de 2013 aprobó el "*Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)*", entidad de la cual Colombia es miembro y cuyo objetivo, entre otros, es promover "*[...] la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable [...]*".

Que dentro de los argumentos para ratificar el estatuto de la IRENA, se menciona que "*[...] para el país resulta necesario explotar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentúan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del país [...]*".

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Que la Ley 1844 de 2017 aprobó el «ACUERDO DE PARIS» adoptado el 12 de diciembre de 2015 durante la COP21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático lo cual ratifica la participación de Colombia en dicho acuerdo y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 en el escenario *Business as Usual* (BAU) definido de acuerdo con lo consignado en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

Que para cumplir el compromiso en el marco de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático - CICC y como producto de los resultados y recomendaciones de la segunda ronda de la *"Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia"* el sector de Minas y Energía asumió la meta de reducir 11.13 MTon CO2eq (3.32% del total de emisiones en 2030) y dentro de este sector la generación de energía eléctrica reducirá 4.74 MTon CO2eq (1.41% del total de emisiones en 2030) lo que corresponde a 26% de las emisiones de GEI del escenario BAU para generación eléctrica.

Que en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018 se establece la necesidad de incorporar estrategias con enfoque prospectivo que le permitan al país dar cumplimiento a la Agenda de Desarrollo Post 2015 de la Organización de las Naciones Unidas -ADP2015- a los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS- y a sus respectivas metas establecidas a 2030 con el fin de erradicar de manera irreversible la pobreza en todo el territorio y generar las condiciones para alcanzar un desarrollo sostenible que integre y articule sus tres dimensiones con una visión a largo plazo.

Que el numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Que el artículo 73.1 de la Ley 142 de 1994 establece que las comisiones de regulación tienen la función y facultad especial de establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88 y señalar cuando hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Que específicamente para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el literal d) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 establece que esta tiene la función y facultad especial de fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible o delegar en las empresas distribuidoras cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esa Ley bajo el régimen que ella disponga la facultad de fijar estas tarifas.

Que el numeral 11 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013 le atribuye a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- la función de *"Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión"*

"Por el cual se adiciona el Decreto Unico Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energia 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de politica publica para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Que los Planes de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica publicados por la UPME en los últimos cuatro años muestran que los escenarios de expansión de generación que consideran mayor participación de FNCER en la matriz de generación de energía eléctrica presentan mejor desempeño en cuanto a costos y emisiones de GEI frente a aquellos con una menor participación de estas fuentes.

Que según el Documento CREG 161 de 2016 "*Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*" el "*[...] desajuste entre las preferencias de la oferta y la demanda resulta en altos costos de transacción a la hora de participar en el mercado de contratos para los generadores con FNCER, lo que también podría limitar la integración de estas tecnologías en el parque generador.*"

Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011 "Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo", en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 270 de 2017, el proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados e incorporados en el presente decreto en lo que se consideró pertinente.

Que en mérito de lo expuesto

DECRETA

Artículo 1°. Adiciónese una sección al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, así:

"SECCIÓN 7

LINEAMIENTOS DE POLITICA PUBLICA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FNCER

Artículo 2.2.3.8.7.1. - Objeto. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Artículo 2.2.3.8.7.2. - Ámbito de aplicación. - Esta sección aplica a los agentes del Mercado [illegible] Mayorista [illegible] así como también a los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Artículo 2.2.3.8.7.3.- Objetivos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto debera cumplir con los siguientes objetivos

i. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GE) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)
ii. Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador
iii. Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios
iv. Fomentar el desarrollo económico sostenible del país
v. Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica

Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica

Artículo 2.2.3.8.7.4.- Definición. - El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue definirá el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del mismo con el fin de dar cumplimiento a los objetivos estipulados en el artículo anterior

Artículo 2.2.3.8.7.5.- Características. - El Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue tendrá en cuenta como mínimo los siguientes aspectos para definir y establecer las condiciones del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto

i. Esquema competitivo de asignación

ii. Periodicidad de su aplicación

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

- Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes
- Entidad responsable de su implementación

Artículo 2.2.3.8.7.6 - Tipo de proyectos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá permitir la participación de proyectos con FNCER de acuerdo con las definiciones de la Ley 1715 del 2014, la Ley 697 del 2001 y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan independientemente de su tamaño y tecnología.

Artículo 2.2.3.8.7.7 - Alcance. - El mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue, deberá procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario *Business as Usual (BAU)* de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en el marco de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Artículo 2.2.3.8.7.8.- Revisión y seguimiento. - La UPME realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento del alcance del artículo anterior, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño) e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes.

Artículo 2.2.3.8.7.9.- Traslado a la fórmula tarifaria. - La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto a la tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley.

Artículo 2.2.3.8.7.10 - Otras disposiciones. - El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME y demás entidades competentes adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación y medición para la integración de proyectos con FNCER al sistema eléctrico."

Artículo 2º - Vigencia. - El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLIQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., a los

GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

República de Colombia

Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NÚMERO

( )

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y los artículos 6° y 7° de la Ley 1715 de 2014 y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Que el Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía."*

Que los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto precitado establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y*

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía", así como *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país"*.

Que el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014 *"Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional"* declara la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético, pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Que el literal e) del numeral 1. del artículo 6 de la precitada Ley establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía "... *propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de (sic) energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética*".

Que el artículo 41 de la misma Ley, faculta al Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, para adoptar acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía.

Que el artículo 4 de la Ley 1753 de 2015, *"Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país"* estableció para la consolidación de sus pilares (Paz, Equidad y Educación) y la transformación hacia un nuevo país, la estrategia transversal de *crecimiento verde*, la cual 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.

Que en la sección diagnóstico del Capítulo X de dicha estrategia se establece que "*(...) el 31 % de la capacidad efectiva de generación de electricidad proviene de plantas térmicas y solamente el 4,5 % de fuentes no convencionales de energía renovable (UPME, 2014, p. 69). Bajo escenarios de reducción de la precipitación, la generación térmica podría incrementarse, generando un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las cuales actualmente representan el 8,5 % de las emisiones del país (Ideam, 2009, p. 25)*."

Que para desarrollar la estrategia de *crecimiento verde* se planteó como objetivo 1 de mediano plazo, "*avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono*", a través del impulso de la transformación de sectores hacia sendas más eficientes y de bajo carbono, con lo que se busca, incidir sobre las tendencias de desarrollo de sectores como energía, mediante cambios transformacionales 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.

Que dentro de las acciones para impulsar el sector de la energía hacia sendas más eficientes en búsqueda de un crecimiento sostenible, el Gobierno Nacional expidió el

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Decreto 298 de 2016 "*por el cual se establece la organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático y se dictan otras disposiciones*", mediante el cual se adoptó la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono – ECDBC, programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con apoyo del Departamento Nacional de Planeación – DNP y los Ministerios Sectoriales: Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Transporte y Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.

Que de la misma forma, en el artículo 6 del mismo Decreto se creó la Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC con el objetivo de coordinar y orientar la implementación de la Política Nacional de Cambio Climático.

Que la ECDBC 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; 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.

Que en el artículo 1 de la Resolución MME 90325 de 2014, "*Por medio de la cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía Eléctrica, Minería e Hidrocarburos*", se adopta 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. Y que, para dar cumplimiento a esta línea de política, dentro del PAS se ha establecido como acción promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional.

Que la Ley 1665 de 2013 aprobó el "*Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)*", entidad de la cual Colombia es miembro y cuyo objetivo, entre otros es promover "*(...) la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable (...)*".

Que dentro de los argumentos para ratificar el estatuto de la IRENA, se menciona que "*(...) para el país resulta necesario explorar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentúan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del país (...)*".

Que la Ley 1844 de 2017 aprobó el «ACUERDO DE PARÍS», adoptado el 12 de diciembre de 2015 durante la COP21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, lo cual ratifica la participación de Colombia en dicho acuerdo y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país, de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 en el escenario *Business as Usual* (BAU) definido, de acuerdo con lo consignado en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

Que para cumplir el compromiso, en el marco de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático - CICC y como producto de los resultados y recomendaciones de la segunda ronda de la "*Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia*", el sector de Minas y Energía asumió la meta de reducir 11,13 MTon CO2eq (3,32% del total de emisiones

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

en 2030); y dentro de este sector, la generación de energía eléctrica reducirá 4,74 MTon CO2eq (1,41% del total de emisiones en 2030), lo que corresponde a 26% de las emisiones de GEI del escenario BAU para generación eléctrica.

Que en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018, se establece la necesidad de incorporar estrategias con enfoque prospectivo que le permitan al país dar cumplimiento a la Agenda de Desarrollo Post 2015 de la Organización de las Naciones Unidas -ADP2015, a los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS- y a sus respectivas metas establecidas a 2030, con el fin de erradicar de manera irreversible la pobreza en todo el territorio y generar las condiciones para alcanzar un desarrollo sostenible que integre y articule sus tres dimensiones, con una visión a largo plazo.

Que el numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujetan a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Que el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 establece que las comisiones de regulación tienen la función y facultad especial de establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Que específicamente para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el literal d) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 establece que esta tiene la función y facultad especial de fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esa Ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

Que el numeral 11 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013, le atribuye a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, la función de "*Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión*".

Que los Planes de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica publicados por la UPME en los últimos cuatro años muestran que los escenarios de expansión de generación que consideran mayor participación de FNCER en la matriz de generación de energía eléctrica presentan mejor desempeño en cuanto a costos y emisiones de GEI frente a aquellos con una menor participación de estas fuentes.

Que según el Documento CREG 161 de 2016 "*Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*", el "*(...) desajuste entre las preferencias de la oferta y la demanda resulta en altos costos de transacción a la hora de participar en el mercado de contratos para los generadores con FNCER, lo que también podría limitar la integración de estas tecnologías en el parque generador.*".

Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, se respondió el cuestionario

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, "*Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo*", en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 270 de 2017, el proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados e incorporados en el presente decreto en lo que se consideró pertinente.

Que en mérito de lo expuesto,

DECRETA:

Artículo 1°. Adiciónese una sección al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, así:

"SECCIÓN 7

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FNCER

Artículo 2.2.3.8.7.1.- Objeto. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Artículo 2.2.3.8.7.2.- Ámbito de aplicación. - Esta sección aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.

Artículo 2.2.3.8.7.3.- Objetivos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá cumplir con los siguientes objetivos:

i) Reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.
iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.
iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.
v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica.
vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.

Artículo 2.2.3.8.7.4.- Definición. - El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, definirá el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del mismo, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos estipulados en el artículo anterior.

Artículo 2.2.3.8.7.5.- Características. - El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, tendrá en cuenta como mínimo los siguientes aspectos para definir y establecer las condiciones del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto:

i) Esquema competitivo de asignación.
ii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará.
iii) Periodicidad de su aplicación.
iv) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
v) Entidad responsable de su implementación.

Artículo 2.2.3.8.7.6.- Tipo de proyectos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá permitir la participación de proyectos con FNCER de acuerdo con las definiciones de la Ley 1715 del 2014, la Ley 697 del 2001, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan, independientemente de su tamaño y tecnología.

Artículo 2.2.3.8.7.7.- Alcance. - El mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, deberá procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario *Business as Usual (BAU)* de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en el marco de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Artículo 2.2.3.8.7.8.- Revisión y seguimiento. - La UPME realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento del alcance del artículo anterior, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes.

Artículo 2.2.3.8.7.9.- Traslado a la fórmula tarifaria. - La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto a la tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley.

Artículo 2.2.3.8.7.10.- Otras disposiciones. - El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de proyectos con FNCER al sistema eléctrico."

Artículo 2°. - Vigencia.- El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial."

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D. C., a los

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

República de Colombia

Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECRETO NÚMERO

( )

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y los artículos 6° y 7° de la Ley 1715 de 2014 y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Que el Decreto 381 de 2012 estableció como objetivos del Ministerio de Minas y Energía *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía."*

Que los numerales 4 y 5 del artículo 2 del Decreto precitado establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, *"formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y*

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía", así como "*formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país*".

Que el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014 "*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*" declara la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético, pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Que el literal e) del numeral 1. del artículo 6 de la precitada Ley establece como competencia administrativa del Ministerio de Minas y Energía "... *propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de (sic) energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética*".

Que el artículo 41 de la misma Ley, faculta al Gobierno Nacional y el resto de administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, para adoptar acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía.

Que el artículo 4 de la Ley 1753 de 2015, "*Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 "Todos por un nuevo país"*" estableció para la consolidación de sus pilares (Paz, Equidad y Educación) y la transformación hacia un nuevo país, la estrategia transversal de *crecimiento verde*, la cual 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.

Que en la sección diagnóstico del Capítulo X de dicha estrategia se establece que "*(...) el 31 % de la capacidad efectiva de generación de electricidad proviene de plantas térmicas y solamente el 4,5 % de fuentes no convencionales de energía renovable (UPME, 2014, p. 69). Bajo escenarios de reducción de la precipitación, la generación térmica podría incrementarse, generando un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), las cuales actualmente representan el 8,5 % de las emisiones del país (Ideam, 2009, p. 25)*."

Que para desarrollar la estrategia de *crecimiento verde* se planteó como objetivo 1 de mediano plazo, "*avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono*", a través del impulso de la transformación de sectores hacia sendas más eficientes y de bajo carbono, con lo que se busca, incidir sobre las tendencias de desarrollo de sectores como energía, mediante cambios transformacionales 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.

Que dentro de las acciones para impulsar el sector de la energía hacia sendas más eficientes en búsqueda de un crecimiento sostenible, el Gobierno Nacional expidió el

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

Decreto 298 de 2016 *"por el cual se establece la organización y funcionamiento del Sistema Nacional de Cambio Climático y se dictan otras disposiciones"*, mediante el cual se adoptó la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono – ECDBC, programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con apoyo del Departamento Nacional de Planeación – DNP y los Ministerios Sectoriales: Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Transporte y Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.

Que de la misma forma, en el artículo 6 del mismo Decreto se creó la Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC con el objetivo de coordinar y orientar la implementación de la Política Nacional de Cambio Climático.

Que la ECDBC 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; 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.

Que en el artículo 1 de la Resolución MME 90325 de 2014, *"Por medio de la cual se adoptan los criterios de los planes de mitigación en los sectores de Energía Eléctrica, Minería e Hidrocarburos"*, se adopta 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. Y que, para dar cumplimiento a esta línea de política, dentro del PAS se ha establecido como acción promover y apoyar la implementación de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables de mayor escala en el Sistema Interconectado Nacional.

Que la Ley 1665 de 2013 aprobó el *"Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)"*, entidad de la cual Colombia es miembro y cuyo objetivo, entre otros es promover *"(...) la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable (...)"*.

Que dentro de los argumentos para ratificar el estatuto de la IRENA, se menciona que *"(. .) para el país resulta necesario explorar el uso de fuentes renovables que complementen la generación hidroeléctrica, ya que los impactos del cambio climático en Colombia acentúan las vulnerabilidades de este sector, lo cual puede poner en riesgo la seguridad energética del país (..)"*.

Que la Ley 1844 de 2017 aprobó el «ACUERDO DE PARÍS», adoptado el 12 de diciembre de 2015 durante la COP21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, lo cual ratifica la participación de Colombia en dicho acuerdo y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país, de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 en el escenario *Business as Usual* (BAU) definido, de acuerdo con lo consignado en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC).

Que para cumplir el compromiso, en el marco de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático - CICC y como producto de los resultados y recomendaciones de la segunda ronda de la *"Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la contribución nacionalmente determinada de Colombia"*, el sector de Minas y Energía asumió la meta de reducir 11,13 MTon CO2eq (3,32% del total de emisiones

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

en 2030); y dentro de este sector, la generación de energía eléctrica reducirá 4.74 MTon CO2eq (1.41% del total de emisiones en 2030), lo que corresponde a 26% de las emisiones de GEI del escenario BAU para generación eléctrica.

Que en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018, se establece la necesidad de incorporar estrategias con enfoque prospectivo que le permitan al país dar cumplimiento a la Agenda de Desarrollo Post 2015 de la Organización de las Naciones Unidas -ADP2015, a los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS- y a sus respectivas metas establecidas a 2030, con el fin de erradicar de manera irreversible la pobreza en todo el territorio y generar las condiciones para alcanzar un desarrollo sostenible que integre y articule sus tres dimensiones, con una visión a largo plazo.

Que el numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Que el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 establece que las comisiones de regulación tienen la función y facultad especial de establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Que específicamente para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el literal d) del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 establece que esta tiene la función y facultad especial de fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esa Ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

Que el numeral 11 del artículo 4 del Decreto 1258 de 2013, le atribuye a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, la función de "*Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión*".

Que los Planes de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica publicados por la UPME en los últimos cuatro años muestran que los escenarios de expansión de generación que consideran mayor participación de FNCER en la matriz de generación de energía eléctrica presentan mejor desempeño en cuanto a costos y emisiones de GEI frente a aquellos con una menor participación de estas fuentes.

Que según el Documento CREG 161 de 2016 "*Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*", el "*(...) desajuste entre las preferencias de la oferta y la demanda resulta en altos costos de transacción a la hora de participar en el mercado de contratos para los generadores con FNCER, lo que también podría limitar la integración de estas tecnologías en el parque generador.*".

Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, se respondió el cuestionario

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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, "*Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo*", en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 270 de 2017, el proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados e incorporados en el presente decreto en lo que se consideró pertinente.

Que en mérito de lo expuesto,

DECRETA:

Artículo 1°. Adiciónese una sección al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, así:

"SECCIÓN 7

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FNCER

Artículo 2.2.3.8.7.1.- Objeto. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Artículo 2.2.3.8.7.2.- Ámbito de aplicación. - Esta sección aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.

Artículo 2.2.3.8.7.3.- Objetivos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá cumplir con los siguientes objetivos:

i) Reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.
iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.
iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.
v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica.
vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.

Artículo 2.2.3.8.7.4.- Definición. - El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, definirá el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del mismo, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos estipulados en el artículo anterior.

Artículo 2.2.3.8.7.5.- Características. - El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, tendrá en cuenta como mínimo los siguientes aspectos para definir y establecer las condiciones del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto:

i) Esquema competitivo de asignación.
ii) Definición, volumen y plazo del producto que se asignará
iii) Periodicidad de su aplicación.
iv) Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
v) Entidad responsable de su implementación.

Artículo 2.2.3.8.7.6.- Tipo de proyectos. - El mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto deberá permitir la participación de proyectos con FNCER de acuerdo con las definiciones de la Ley 1715 del 2014, la Ley 697 del 2001, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan, independientemente de su tamaño y tecnología.

Artículo 2.2.3.8.7.7.- Alcance. - El mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, deberá procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario *Business as Usual (BAU)* de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) en el marco de los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

Artículo 2.2.3.8.7.8.- Revisión y seguimiento. - La UPME realizará los análisis respectivos en cada Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento del alcance del artículo anterior, considerando incluso la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos (como el Fenómeno de El Niño), e informará al Ministerio de Minas y Energía para que se tomen las medidas correspondientes.

Artículo 2.2.3.8.7.9.- Traslado a la fórmula tarifaria. - La CREG establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 del presente Decreto a la tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley.

Artículo 2.2.3.8.7.10.- Otras disposiciones. - El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normatividad vigente que permita, entre otros, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de proyectos con FNCER al sistema eléctrico."

Artículo 2°. - Vigencia.- El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial."

"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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D. C., a los

GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

MINMINAS

Comentario 21
De: Nelly Novoa nnovoa@naturgas com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 15:48

NATURGAS ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL

Bogotá D.C.9 de febrero de 2018

NATURGAS
Enviado - CABRALES SEGOVIA CARLA
S0000134
FECH2018/02/09 HOR:03:42:11 p.m.
COMENTARIOS DECRETO FNCER

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

Referencia: Comentarios 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones*"

Respetado doctor Arce:

La Asociación Colombiana de Gas Natural agradece la oportunidad de participar y dar sus opiniones acerca de la propuesta de Decreto de la referencia, las cuales esperamos sean un aporte útil para obtener una medida que permita el desarrollo de las Fuentes no Convencionales de Energías Renovables ("FNCER"), en beneficio de todos los involucrados y de la sociedad en general.

En primer lugar, consideramos que es importante que las medidas que adopte el Ministerio como cabeza del sector y como formulador de la política energética, sean completamente coherentes y articuladas con las otras decisiones del Ministerio de Minas y Energía y que afectan el funcionamiento de la matriz energética del país y, específicamente, el cumplimiento de las metas de emisiones adquiridas por Colombia en el COP21. De lo contrario los esfuerzos que se efectúen para mejorar el nivel de emisiones de gases efecto invernadero serán en vano y tendrán consecuencias y señales económicas indeseadas.

Vemos con buenos ojos la incorporación de las FNCER en la matriz eléctrica con un respaldo térmico de bajas emisiones, tal como lo explicaremos más adelante. En tal sentido, nuestros comentarios se desarrollarán sobre los siguientes aspectos: el esquema institucional; el análisis de impacto de este tipo de medidas; la coherencia de la política energética; y finalmente nuestras propuestas.

1. **Esquema Institucional.**

Una vez revisada la parte motiva del proyecto de decreto y la memoria justificativa del mismo, consideramos que la Ley 142 de 1994 es clara en entregar la competencia de

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

regulación económica a la CREG[1], por lo cual es importante su participación, no sólo en el mecanismo de determinación de tarifas, sino en todos los aspectos económicos que implican este tipo de medidas y su afectación en el mercado de generación eléctrica.

Así mismo, se debe considerar que la Comisión, al ser el competente para definir este tipo de procesos y contar con la experiencia en la implementación del mercado mayorista de energía eléctrica, es quien con mayor conocimiento podría determinar cuáles son las mejores medidas a adoptar y qué modificaciones se requerirían para que la mismas fuesen exitosas en el objetivo de reducción de emisiones del CO2 que determine el Ministerio de Minas y Energía para el sector de generación y que no afecten el funcionamiento de ese mismo sector.

2. Análisis de impacto

Pese a que el proyecto de decreto se publica con una Memoria Justificativa, consideramos que ésta carece de información relevante como:

- Entendemos que el objetivo de la política propuesta es la diversificación y resiliencia de la matriz energética, así como el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones a las que el país se comprometió en el COP21. En ese sentido, ¿por qué se propone exclusivamente el mecanismo de subasta de contratos de largo plazo para la consecución de estos objetivos?
- Consideramos esencial que en todo proceso de formulación de una nueva política se identifiquen las afectaciones a los actores involucrados, como inversionistas, la banca, otros generadores, usuarios, etc.
- También consideramos importante determinar el impacto de la medida propuesta sobre las tarifas y el mercado.
- Es necesario llevar a cabo un análisis sobre si es realmente necesario la ampliación de la capacidad del sistema eléctrico en este momento y determinar cuáles serían los riesgos asociados a una eventual sobre instalación del parque eléctrico.

Consideramos que un análisis riguroso de estas variables es fundamental en esta etapa del proceso, dado que sin esta información, los fundamentos para la toma de decisiones podrían resultar deficientes. Probablente el Ministerio ya ha realizado estas evaluaciones, pero resulta imperioso que los agentes tengamos acceso a las mismas.

3. Coherencia de la política energética

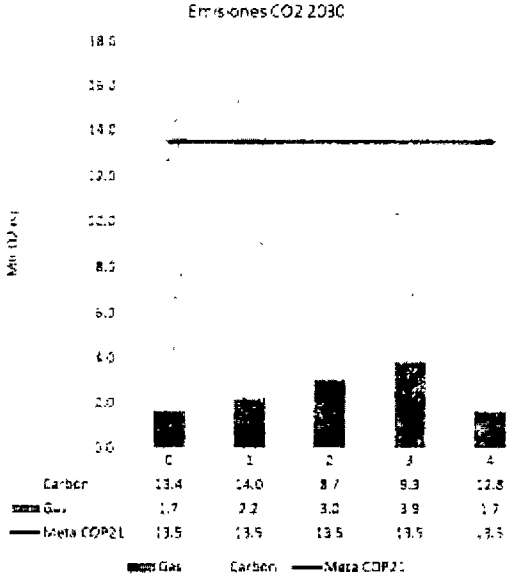
En un país en donde el 71,33% de la capacidad instalada corresponde a energías renovables (plantas hidroeléctricas), instalar nuevas plantas con FNCER no va a

[1] Art 74.1 Literal a Ley 142 de 1994. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

desaparecer la necesidad de contar con un respaldo termoeléctrico, sino que, dada la intermitencia de estos recursos, dicho respaldo igual se va a requerir. Lo anterior se observa en el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2016 – 2030 (de aquí en adelante Plan de Expansión), en donde en todos los escenarios de expansión analizados, incluyendo aquellos con un crecimiento de más de 1.500 MW en FNCER, el sistema requiere de valores esperados de generación termoeléctrica de entre 15.000 y 20.000 MWh para el año 2030.

Por lo tanto, dado que el respaldo termoeléctrico es imprescindible, para cumplir el objetivo de tener un nivel de emisiones del sector de generación inferior a la meta de 13.53 $MtCO_2$, no basta con aumentar el parque instalado con recursos renovables no convencionales, sino que se requiere que el respaldo térmico se realice con plantas de bajas emisiones. Este planteamiento se corrobora con los resultados del Plan de Expansión, en donde los únicos escenarios cuyos valores esperados de emisiones cumplirían esta meta son los que limitan la entrada de nuevas plantas de carbón (escenarios 2 y 3), como se ilustran en la siguiente gráfica:



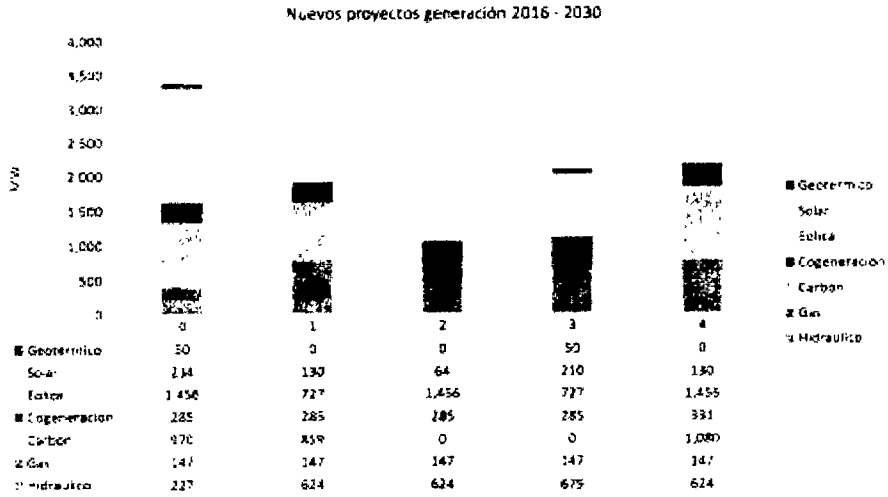
Fuente: NATURGAS, con base en los valores esperados del plan de expansión 2016-2030 de la UPME.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Es importante resaltar que la experiencia de fomentar la construcción de plantas con FNCER y no reducir las emisiones de GEF ya se presentó en Alemania, y su principal consecuencia fue tener un respaldo térmico con plantas a carbón (ver anexo I). Por otro lado, Estados Unidos sí obtuvo reducciones importantes de sus emisiones de GEF mediante la sustitución de carbón por gas natural (ver anexo II).

Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía ordenó la construcción de una nueva planta de regasificación en Buenaventura, el gasoducto Buenaventura-Yumbo y la compresión en Yumbo[2], las cuales representarían un costo de alrededor de 1000 millones de dólares, y cuya capacidad de regasificación y transporte debería estar destinada en por lo menos un 50% a las plantas termoeléctricas del interior del país.

No obstante lo anterior, no hay señales claras para que el respaldo térmico se realice con gas natural en los próximos años. Por el contrario, lo esperado en el Plan de Expansión es que, a menos que se restrinja la construcción de nuevas plantas a carbón (escenarios 2 y 3), la expansión del parque termoeléctrico será mayoritariamente a carbón (entre 850 y 1100 MW).



	0	1	2	3	4
Geotermico	50	0	0	50	0
Solar	234	130	64	210	130
Eolica	1 456	727	1,456	727	1,455
Cogeneracion	285	285	285	285	331
Carbon	970	859	0	0	1,080
Gas	147	147	147	147	147
Hidraulico	227	624	624	675	624

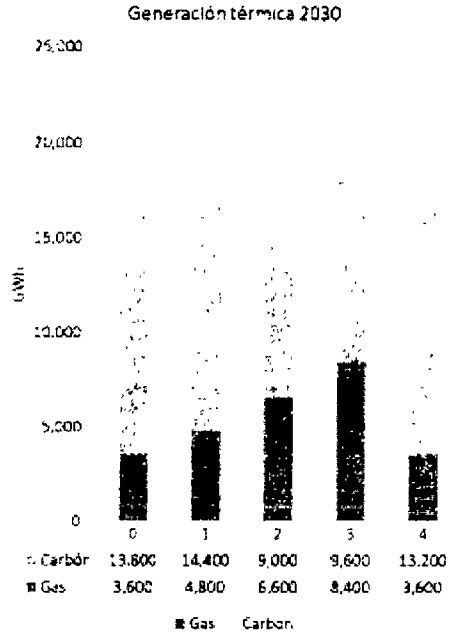
Fuente Plan de Expansion gráfica NATURGAS

Esta situación también se ve reflejada en los valores esperados de la generación térmica, en donde, según el Plan de Expansión, la mayoría de la generación térmica será realizada

[2] Ver resolución MME 4006 de 2016

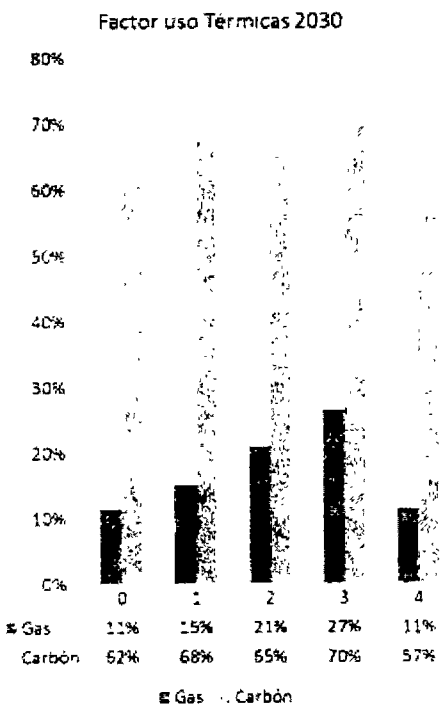
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

con plantas a carbón, mientras que el parque instalado de plantas a gas se usará solamente entre un 10 y un 25%, como se observa en las siguientes gráficas:



Fuente: NATURGAS, con base en el Plan de Expansión

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co



Fuente: NATURGAS, Plan de Expansión

Ahora bien, no hay ninguna garantía que las termoeléctricas del interior del país paguen por la capacidad de regasificación de Buenaventura, dado que hoy en día todas éstas respaldan sus obligaciones del Cargo por Confiabilidad con diésel, con el cual asumen costos fijos menores, pero con grandes inconvenientes para el país. Estas implicaciones no solo son ambientales, sino que cuando llegan las sequías producto del fenómeno de El Niño, muchas manifiestan inviabilidad financiera por los altos costos del combustible y obligan a tomar medidas excepcionales, como la intervención de Termocandelaria[3], entre otras[4].

En conclusión, las recientes medidas de la política energética deben estar articuladas. La participación de la generación termoeléctrica en el interior del país

[3] Ver Resolución SSPD 20151300051845.

[4] Decreto 2108 de 2015. Resolución CREG 178 de 2015

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

en la nueva infraestructura de regasificación de gas natural; la incorporación de las FNCER que por su naturaleza son intermitentes y hacen aun más importante el respaldo térmico del país; y las señales para la expansión termoeléctrica que privilegie plantas eficientes y de bajas emisiones; todas ellas son parte de un paquete de medidas que busquen diversificar la matriz de generación eléctrica, procuren precios competitivos para los usuarios y cumplan con la meta de reducción de emisiones de CO_2 para el año 2030.

Considerando lo anterior, nuestras propuestas puntuales son las siguientes:

- Con el objetivo de cumplir la meta del COP21 en el sector de generación y evitar tomar medidas excepcionales como la intervención de Termocandelaria durante los períodos de El Niño, se debe restringir la asignación de nuevas obligaciones de energía firme a nuevas plantas de carbón y a plantas nuevas y existentes que operen con Diesel u otros combustibles líquidos.

- La competencia del diseño de los procesos de convocatoria, contratos, y demás características de los mecanismos que aplican a las nuevas plantas de generación debe ser realizado por la CREG, como se establece en la ley 142 y 143 de 1994.

- Realizar las evaluaciones correspondientes que analicen los diferentes caminos para la incorporación de FNCER y realizar el análisis de impacto de una medida de este tipo en el sistema eléctrico colombiano.

Agradecemos de la atención prestada y quedamos a su disposición para discutir el tema objeto de esta comunicación, si así lo considera pertinente.

Cordialmente,

ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Presidente

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

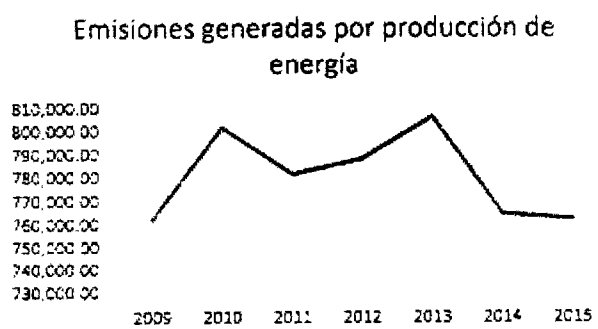
Anexo
1) Experiencia Internacional – Caso Alemania
2) Experiencia Internacional – Caso EEUU

Copia.
Dra. Carolina Soto Losada – Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad
Dr. Luis Gilberto Murillo – Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Dr. Germán Castro Ferreira – Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dr. Ricardo Humberto Ramirez Carrero – Director General, UPME

Anexo 1

Experiencia Internacional – Caso Alemania

Para el estudio de la medida presentada por el Ministerio se tomó como referencia la experiencia adoptada por Alemania, llamada "Energiewende" en la cual se sustituyó el uso de centrales de generación nucleares por energías renovables para la generación de energía, lo cual a pesar de resultar en una medida ampliamente apoyada por el público en general por los beneficios medio ambientales que representaba, no contrarrestaron el aumento los niveles de producción de gases de invernadero.

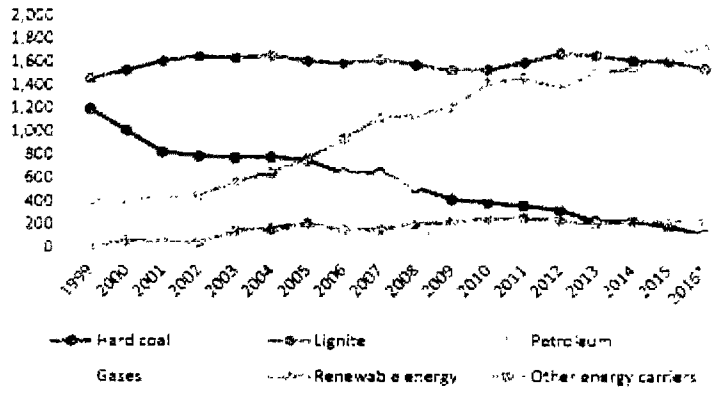


Fuente. Eurostat. Greenhouse gases (CO2, N2O in CO2 equivalent, CH4 in CO2 equivalent, HFC in CO2 equivalent, PFC in CO2 equivalent, SF6 in CO2 equivalent, NF3 in CO2 equivalent)

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Como se observa en las gráficas las emisiones en Alemania aumentaron para el periodo comprendido entre 2009 y 2014, (periodo durante el cual el Gobierno de ese país efectuó los mayores cambios para la utilización de generación con fuentes renovables) y solo hasta 2015 se retomó a niveles de 2009. Esto demostró que la medida fue útil en términos de diversificación de la matriz energética pero no en términos de disminución de los GEI, situación que se refleja en la composición de la matriz de generación que se muestra a continuación:

Primary energy production in PJ



Fuente: ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN e. V.
Evaluation Tables of the Energy Balance for Germany 1990 a 2016
Elaboración propia

En este orden de ideas si se toma la gráfica anterior como referencia encontramos que la imposición del uso de energías renovables en la matriz energética de Alemania se convirtió en una paradoja que limito los alcances de la medida, lo anterior por que en aquellos momentos de mayor stress del sistema y en los casos donde este tipo de energías no pudieron entregar producto al sistema, el combustible sustituto fue el Lignito[5], el cual como se vio en la gráfica 1 genera mayores impactos en la medición de los gases de efecto invernadero.

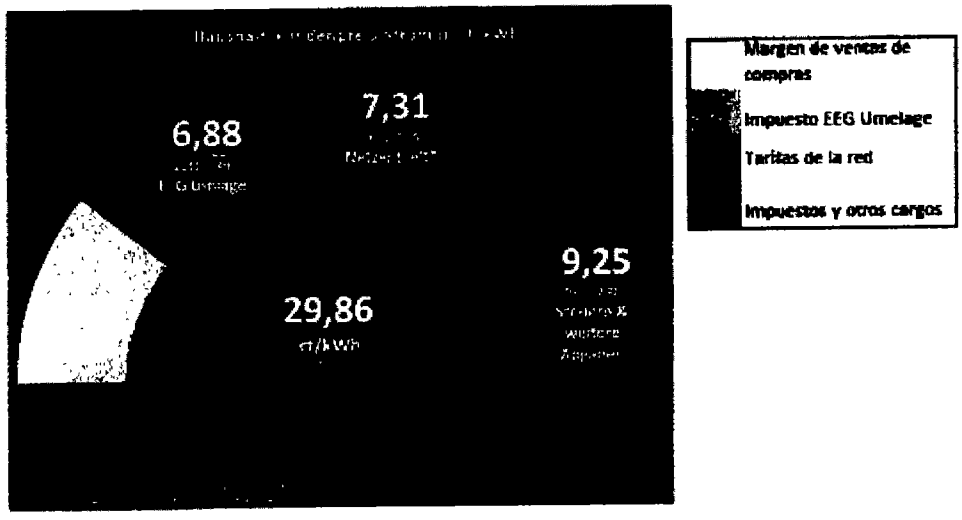
Adicionalmente como los recursos de la medida implementada se extraen principalmente de un impuesto que se cobra a los usuarios finales del servicio de energía denominado EEG Umlage y este se incluye en la tarifa de electricidad, los

[5] Carbón negro

costos incrementan año a año dependiendo el comportamiento del mercado de energía eléctrica.

Por ejemplo, para el año que viene el valor de este impuesto es de 6.79 ct / kWh6 que representa aproximadamente un 23% de la tarifa final del usuario, esto se muestra en la siguiente grafica

Precio de la electricidad para el cliente domestico en céntimos /kWh



Información tomada de: Agencia federal de la red de Alemania- Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/Strom_Gas_Entwicklung2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[6] El valor en 2011 (año en el que se definio este impuesto) era de 3,49ct/kWh[3])

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Anexo 2

Experiencia Internacional – Caso EEUU

Considerando la abundancia de shale gas del mercado estadounidense una de las medidas adoptadas por ese Gobierno y por las empresas generadoras fue la de migrar del uso de carbón como combustible, a dicho gas. Esta situación ha generado unos efectos colaterales en las emisiones de efecto invernadero que aporta la generación al país.

De acuerdo con la información reportada por la Administración de Información Energética de Estados Unidos - EIA (por sus siglas en ingles) las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía en Estados Unidos disminuyeron en 2016 en 1.7% (89 millones de toneladas métricas), principalmente por dos factores:

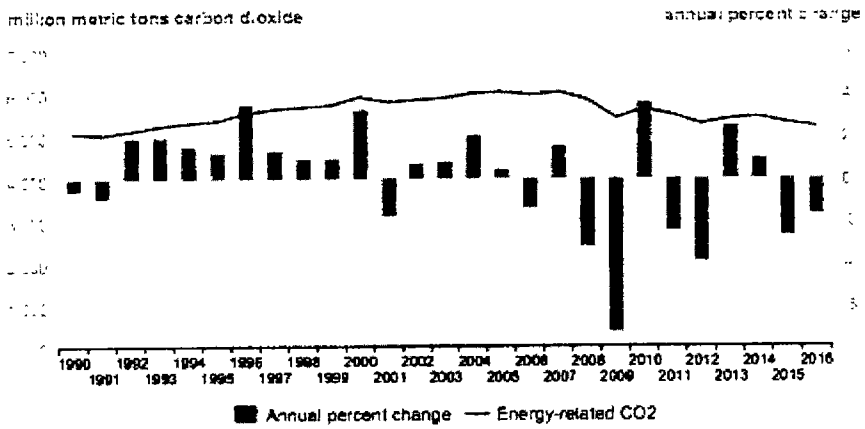
1. Disminución en la intensidad de carbón usado para el suministro de energía (CO2 / unidades térmicas británicas [Btu]) de 1.7%

2. Disminución del 1,4% en la intensidad energética (Btu / GDP)[7]

[7] U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2016. October 2017. U.S. Department of Energy, Página 2.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figure 1. Energy-related carbon dioxide emissions, 1990-2016

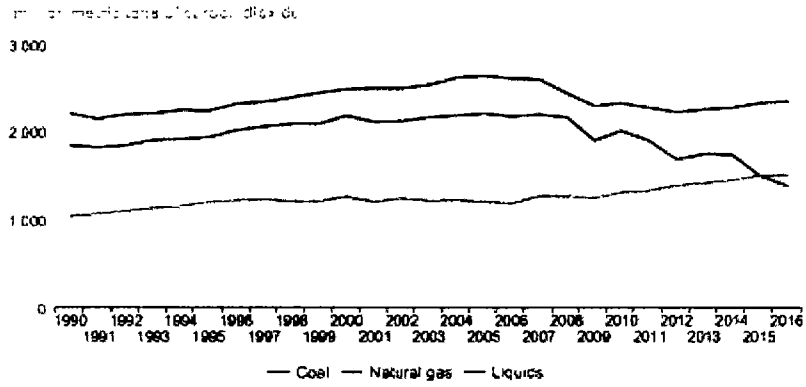


eia **Source:** U.S. Energy Information Administration, August 2017 *Monthly Energy Review*.

En relación con el primer punto abarcado en el informe (disminución en la intensidad de carbón usado para el suministro de energía) se observo que la generación con carbón fue sustituida por generación gas natural, es decir el aumento sustancial de la generación con gas natural implica una disminución de la emisión de CO2 para el sector de energía.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figure 3. Energy-related carbon dioxide emissions by fuel, 1990–2016



eia Source: U.S. Energy Information Administration, August 2017 *Monthly Energy Review*
Table 12.1 Carbon dioxide emissions from energy consumption by source.

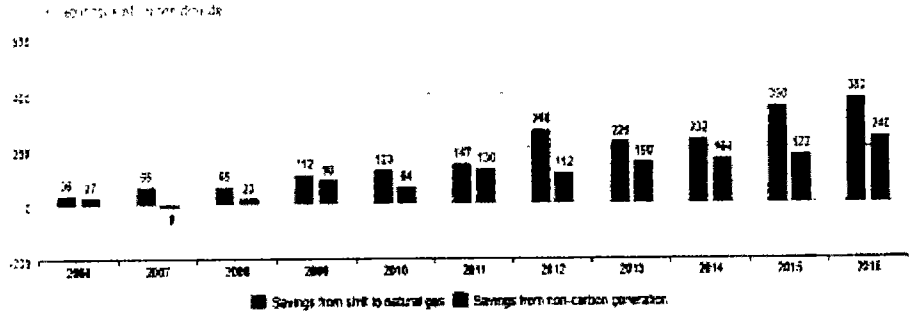
Como se observa en la grafica las emisiones de CO2 disminuyeron sustancialmente para 2016 en relación con el carbón y aumentaron para el gas natural, no obstante, como el gas natural produce una mayor cantidad de energía en relación con la misma cantidad de emisiones, el gas natural continúo contribuyendo en el total para la disminución de emisiones de CO2 para el 2016. [8]

Adicionalmente también se debe considerar que el uso de gas natural como sustituto del carbón, ha ocasionado que la matriz energética se diversifique y que se impulse el uso de otras fuentes de generación alternativas, es decir que el cambio a una matriz de generación con fuentes renovables sea de manera transicional y se generen cambios inmediatos en la cantidad de emisiones de CO2 derivadas de la generación de energía.

[8] U.S. Energy Information Administration | U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2016. Pág 4.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figure 9. Electricity generation carbon dioxide savings from changes in the fuel mix since 2006 DOWNLOAD



Sources: U.S. Energy Information Administration, August 2017 Monthly Energy Review
Table 12.6 Carbon Dioxide Emissions From Energy Consumption: Electric Power Sector and calculations made for this analysis based on
Table 7.3c Consumption of Selected Combustible Fuels for Electricity Generation: Commercial and Industrial Sectors (Subset of Table 7.3a)
Distributed solar generation from Table 10.6 Solar Electricity Net Generation is added to generation values from
Table 7.2a Electricity Net Generation: Total (All Sectors)

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Cometario 22
De: Tascon Juliana (EGP Latín América)
Juliana.Tascon@enel.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 16:14

Bogotá D.C., 9 de febrero de 2018
EGP-COL15/18

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No.57-31, CAN
La Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones*"

Respetado Señor Ministro,

Consideramos un gran acierto del Gobierno la iniciativa de decreto publicada y compartimos ciertamente las motivaciones que preceden esta propuesta, la cual contribuirá enormemente al país y será de gran ayuda para el cumplimiento de los objetivos de política energética y crecimiento sostenible que se han planteado en los diferentes compromisos internacionales.

Si bien, la matriz de generación de Colombia es una matriz limpia, es importante que desde ya el país deje señales claras de política para que a futuro el país continúe cumpliendo con los compromisos ambientales y por consiguiente, garantice la continuidad de una matriz ambientalmente sostenible.

Como empresa perteneciente al Grupo ENEL apoyamos enfáticamente una política que busca contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, y desde el punto de vista de competitividad, consideramos que el documento en consulta es una herramienta de política pública que promueve la diversificación de la matriz energética y su complementariedad con los recursos de generación con que actualmente cuenta el país, así como permite trasladar al usuario final la comprobada competitividad que mediante la implementación de mecanismos competitivos para contratación de energía a largo plazo ha sido percibida en distintos mercados de energía a nivel global.

El mecanismo de subasta de contratos de largo plazo, previsto en el proyecto de decreto, garantiza la participación de nuevos agentes y nueva oferta de contratos que cubrirá a los usuarios finales de las altísimas volatilidades del precio de energía en bolsa y en contratos, que ha sido la constante mediante los mecanismos de contratación con que cuenta el mercado actualmente.

Con el ánimo de aportar a la construcción de una propuesta de mecanismo de asignación competitiva de contratos de largo plazo que promueva la inversión en FNCER, a continuación manifestamos los siguientes comentarios específicos:

- Es pertinente que además de definir los lineamientos básicos para la contratación a largo plazo de proyectos con Fuentes Renovables No Convencionales, **en el decreto definitivo se defina una fecha específica durante el año 2018 en la cual se llevará a cabo por primera vez el esquema competitivo de asignación que defina el Ministerio o la entidad que éste delegue.** Lo anterior, enmarcado en criterios de eficiencia, claridad sobre las cantidades de energía a contratar y coordinado con el esquema de Cargo por Confiabilidad, para garantizar una expansión ordenada del parque generador.

- Entendiendo que una subasta es el mecanismo más idóneo y ampliamente utilizado en el mundo para lograr los objetivos trazados por el Ministerio, ponemos a su disposición las principales recomendaciones de un análisis realizado por Enel Green Power en relación con las subastas de energía de la región. Este análisis tuvo como objetivo identificar las mejores prácticas en la industria con respecto al establecimiento de requisitos de participación en las subastas de energía.

  Como resultado, las principales recomendaciones son las siguientes:

  - Implementar un sistema de calificación ex ante de los proyectos, a objeto que los interesados sean empresas con experiencia (disminuir especulación)
  - Exigir que los oferentes en las subasta acrediten experiencia técnica en la construcción y operación de centrales con la tecnología a la cual quieran postular
  - Incorporar en los requisitos un sistema de acreditación financiera ex ante de los oferentes
  - En relación al Bid y Performance Bond, la recomendación es mantenerlos como garantías exigibles a los oferentes

- De igual manera, es fundamental que el mecanismo planteado sea inclusivo y promueva la participación de todas las tecnologías de FNCER en la matriz, debido a que cada una de estas tecnologías aporta unas características y beneficios específicos al sistema. Sugerimos que el mecanismo promueva la participación de proyectos con diferentes horizontes de entrada en operación y con diversos recursos.

- En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, es necesario que se especifique una condición que garantice que, siempre y cuando los precios resultantes de la subasta sean competitivos, comercializadores y distribuidores que representan usuarios finales en el Mercado de Energía Mayorista participen del mecanismo. Como hemos manifestado en diferentes escenarios, más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, deberá así mismo garantizarse que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso.

- Consideramos de crucial importancia que, independientemente de la definición del mecanismo promovido a través de la expedición de este decreto, la Comisión de

Regulación de Energía y Gas (CREG) continúe con el análisis de mecanismos de contratación de largo plazo que viene revisando y que se encuentra contenido en la agenda regulatoria del presente año, en la que se espera para consulta en el primer trimestre del año una resolución en este sentido y su definitiva en el segundo trimestre.

- Paralelo a los puntos esbozados, insistimos en la necesidad de seguir trabajando conjuntamente con la Comisión en los temas que son claves para la inclusión efectiva de las FNCER, cómo lo son los mercados intradiarios y los requerimientos técnicos y operativos para la inclusión de energía renovable en el mercado eléctrico.

- En términos de las características del producto a subastar a través del mecanismo establecido, consideramos se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

  - Producto de Energía Media anual que se acople a las características de generación de las fuentes renovables no convencionales.

  - Contrato de suministro entre 15 y 20 años, con balance anual, que permita materializar el cierre financiero de los proyectos con FNCER y manejar la naturaleza estacional del recurso de generación.

  - Para incentivar la participación de la demanda en el mecanismo propuesto, es fundamental que, al tratarse de un mecanismo competitivo y transparente en la formación de precios, el precio de los contratos adquiridos a través de esta subasta sea completamente transferible a la tarifa de usuario final.

Reiteramos nuestro compromiso y apoyo al Gobierno en esta iniciativa, a la que podemos aportar con nuestro conocimiento y experiencia, respaldados en más de 38.8 GW de generación solar, eólica, hidráulica, geotérmica y biomasa instalados a nivel mundial.

Cordialmente,

MARIA JULIANA TASCÓN ORTIZ
Regulatory Affairs
ENEL GREEN POWER COLOMBIA

C.C. Germán Castro Ferreira, Director Ejecutivo, CREG
Mauricio Cárdenas Santamaría, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Maria Lorena Gutiérrez, Ministra de Comercio, Industria y Turismo
Luis Fernando Mejía, Director, Departamento Nacional de Planeación
Rosario Córdoba, Presidenta, Consejo Privado de Competitividad
Carolina Soto Losada, Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad

Comentario 23
De: Alexander Rodriguez Garcia
arodriguez@geb.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 16:16

GrupoEnergíaBogotá

Bogotá D.C. 09 de febrero de 2017

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

Apreciado Doctor

En primera instancia, queremos destacar el trabajo que ha venido realizando el Ministerio de Minas y Energía con el objetivo de expedir el marco de política necesario para la integración de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER). En este orden de ideas, apoyamos las iniciativas que viene adelantando el Gobierno Nacional en pro de incentivar el ingreso de nuevas tecnologías de generación, que aporten al crecimiento verde[1] del sector y que garanticen la sostenibilidad, confiabilidad y eficiencia en la prestación del servicio público.

Dado lo anterior, el Grupo Energía Bogotá resalta el avance que implica el proyecto de decreto, en relación con la eliminación de las barreras que actualmente impiden la entrada al mercado de las FNCER. Elementos como: i) la definición de un cargo por confiabilidad que no contempla las particularidades de estas tecnologías o ii) la no internalización de costos asociados a emisiones de carbono de algunas tecnologías, se convierten en variables que dificultan la estructuración de proyectos con FNCER y consecuentemente el desarrollo de este mercado.

Así las cosas, con el objetivo de aportar a la construcción de un decreto que promueva la incorporación de las FNCER y que al mismo tiempo garantice la sostenibilidad del parque de generación, consideramos que el mecanismo de contratación a largo plazo -promovido a través del proyecto- debe asegurar el cumplimiento de los siguientes principios:

A. No sobre-instalación de la capacidad instalada

Es necesario que el mecanismo de contratación de largo plazo esté dirigido a cubrir exclusivamente nuevas necesidades de energía que surjan en el sistema. Dado esto, el mecanismo que establezca el MME o la entidad que este delegue, deberá:

[1] Recientemente, el DNP publicó el Informe No. 1 Diagnóstico de la oferta de energía en Colombia desarrollado por Enerinc en el marco de la definición de la hoja de ruta para el crecimiento verde, el cual concluye que *"es necesaria la coordinación de las acciones y la totalización de las metas correspondientes a todos los subsectores consumidores de energía primaria para obtener un mayor resultado de reducción de emisiones a nivel con esfuerzos articulados y acciones transversales que involucran el lado de la demanda y la oferta"*

Sede principal Carrera 9 # 73-44
Sede calle 71 - Carrera 7 # 71-21 Bloque B piso 18
(571) 3268 000
grupoenergiabogota.com
Bogota D.C. - Colombia

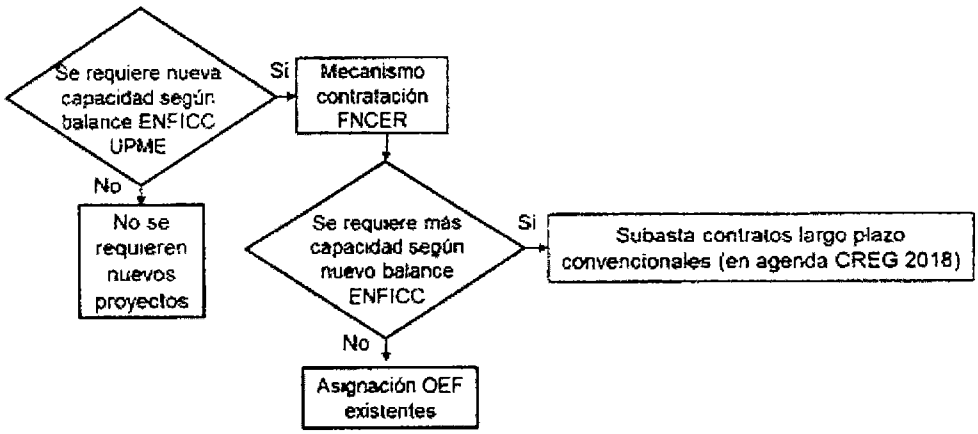
i) Garantizar que la nueva capacidad no disminuirá la resiliencia del sistema al desplazar plantas de respaldo que actualmente tienen Obligaciones de Energía en Firme (OEF) vigentes y aportan confiabilidad en condiciones de hidrología crítica (principalmente generación térmica).

ii) Garantizar que la demanda no tenga que asumir costos asociados a capacidad ociosa, relacionada con sobre-instalación.

iii) Garantizar la sostenibilidad económica del parque de generación existente y, por consiguiente, el abastecimiento seguro, confiable y eficiente.

En este sentido y teniendo en cuenta que el mecanismo de contratación es un esquema de expansión complementario al Cargo por Confiabilidad[2], el decreto definitivo debe establecer de manera explícita que el instrumento para promover la contratación de largo plazo de las FNCER, solo se activará cuando el balance de demanda-oferta de energía firme (de acuerdo con el Plan de Expansión realizado por la UPME) concluya que se requiere nueva capacidad a instalar[3] (ver ilustración 1).

Ilustración 1. Armonización del mecanismo de contratación largo plazo para FNCER con contratos largo plazo y Cargo por Confiabilidad bajo el principio de no sobre-instalación



B. Esquema que garantice igualdad de condiciones entre tecnologías

Las condiciones actuales de mercado eléctrico colombiano no permiten una competencia abierta entre las diferentes tecnologías. Si bien durante los últimos años los costos de generación asociados a FNCER se han reducido de forma significativa, gracias a las particularidades del mercado local, estos costos aun no son competitivos frente a otras tecnologías. En Colombia los generadores térmicos no internalizan en sus ofertas los costos asociados a las emisiones de carbono, con lo cual ganan competitividad frente a las FNCER.

[2] En el esquema del Cargo por Confiabilidad solo se realiza subasta de expansión cuando el balance ENFICC concluye que se requiere nueva capacidad

[3] Es decir, cuando haya exceso de demanda en lugar de satisfacer demanda existente con este mecanismo

Sede principal Carrera 9 # 73-44
Sede Calle 71 - Carrera 7 # 71-21 Bloque B piso 18
(57) 1 3266 000
grupoenergiabogota.com
Bogotá D.C - Colombia

GrupoEnergíaBogotá

Por último, el esquema del Cargo por Confiabilidad para las FNCER no valora adecuadamente la contribución a la seguridad del suministro de estas tecnologías. La ENFICC que reconoce la regulación actual para las plantas que utilizan FNCER es del orden del 6%, mientras que la ENFICC que se reconocería mediante una metodología de cálculo coherente con la definición contenida en la Resolución CREG 071 de 2006 podría ser del orden de 20%.

Dado lo anterior, es relevante que inicialmente el mecanismo que se establezca para incentivar la contratación de largo plazo de la FNCER, sea exclusivo para este tipo de tecnologías. Una vez las condiciones regulatorias garanticen igualdad de condiciones, este mecanismo deberá migrar a un esquema de mercado.

En síntesis, consideramos conveniente que el mecanismo que se establezca para promover la contratación de largo plazo de las FNCER, debe contemplar las particularidades de estas tecnologías. De la misma forma y con el objetivo de garantizar un crecimiento ordenado del sector que no afecte la sostenibilidad de las plantas existentes, el mecanismo solo deberá ser aplicado una vez exista nueva demanda. Lo anterior, de acuerdo con la información disponible de mercado, no ocurrirá antes del año 2025.

Quedamos a su disposición para ampliar o precisar cualquiera de nuestras observaciones y sugerencias anteriores

Cordialmente,

DIANA MARGARITA VIVAS MUNAR
Vicepresidente Jurídica, de Regulación y Cumplimiento

Preparó: Diana Marcela Orrego Vega
Revisó: Alexander Rodríguez

cc: Dra. Carolina Soto, Alta Consejera Presidencial para el sector privado y competitividad, Presidencia de la República
Dra. María Lorena Gutiérrez, Ministra, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Dr. Luis Fernando Mejía, Director Departamento Nacional de Planeación, DNP
Dr. Alonso Cardona Delgado, Viceministro de Energía, MME
Dr. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, UPME
Dr. German Castro Ferreira, Director Ejecutivo, CREG
Dra. Catalina Rueda Callejas, Subdirectora de Minas y Energía, DNP

Sede principal Carrera 9 # 73-44
Sede calle 71 - Carrera 7 # 71-21 Bloque B piso 18
(57) 1 3268 000
grupoenergiabogota.com
Bogota D.C. Colombia

MINMINAS

Comentario 24
De: Sectorial - Acolgen
sectorial@acolgen.org.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 16:39

acolgen

A-041-09-02-2018

Bogotá, D.C. 9 de febrero de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

Apreciado señor Ministro

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN y sus empresas asociadas queremos reiterarle nuestro compromiso de aportar al crecimiento verde de la economía a través del suministro confiable, limpio y eficiente de energía eléctrica.

De igual manera, estamos comprometidos con la entrada de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables, FNCER, razón por la cual en estos momentos nuestras empresas asociadas se encuentran desarrollando proyectos por más de 5.000 MW en diferentes tecnologías como biomasa, eólica, solar, geotermia y también hidráulica, que podrían entrar al Sistema Interconectado Nacional en los próximos años con cuantiosas inversiones.

Precisamente, para lograr un marco normativo que potencialice la principal herramienta de competencia de las FNCER que son los costos variables bajos (los cuales las hacen competitivas con cualquier tecnología convencional) creemos que el camino más efectivo, menos riesgoso y sostenible no se alcanza a través de un decreto de política pública sino más bien uniendo esfuerzos entre el

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Gobierno y el sector privado para que se priorice el trabajo regulatorio que permita contar con el esquema de subastas de contratos de largo plazo en los términos de eficiencia y libre competencia de las leyes 142 y 143 de 1994.

Desde antes que la CREG propusiera un esquema de subastas de contratos de largo plazo, nuestra Asociación había presentado una propuesta regulatoria para la introducción efectiva de las FNCER, la cual solicitamos sea revisada y analizada en lugar de expedir un Decreto de Política Pública que eventualmente pueda conllevar a la afectación de la libre competencia entre tecnologías, asignar sobrecostos por ineficiencia económica a algunos usuarios (con el impacto que esto implica en las familias más vulnerables y el balance de subsidios y contribuciones), la intervención de precios vía cantidades, subsidios a la oferta y/o a comprometer la confiabilidad del sistema en el mediano plazo, cambiando nuestro modelo de mercado por un modelo de planeación centralizada.

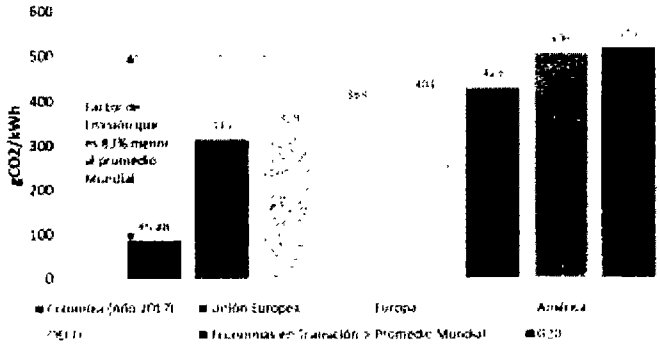
La propuesta que hemos hecho desde el año 2016 en la Asociación consiste en expedir, bajo los principios de eficiencia y adaptabilidad de las leyes 142 y 143 de 1994 y de acuerdo con la función legal y constitucional de la CREG de promover la competencia[1] en el sector de minas y energía, el marco regulatorio de contratos de largo plazo como mecanismo de expansión del parque generador con participación voluntaria para la demanda y a partir de aquellos periodos en los que haya déficit de energía firme en el sistema para no sobre instalarlo.

Estamos seguros de la competitividad de las FNCER, lo que sumado a nuestra propuesta regulatoria, como mecanismo potencializador del principal atributo de competencia, que son los costos variables bajos en el largo plazo, conlleva a que no se requiera expedir un Decreto para un tema en el cual se han analizado y avanzado en propuestas regulatorias desde el año 2016, y en el cual se debe:

1. Reconocer los esfuerzos que ha hecho el sector desde el año 2014 para reducir las emisiones y cumplir los compromisos de la COP21. Esfuerzos que para el año 2017 nos permitió tener un factor de emisiones 83% inferior al promedio mundial y 78% inferior al promedio de los países de la OCDE y que sumado a la entrada de proyectos en construcción igualmente limpios, nos permite asegurar con total certeza que cumpliremos los compromisos de emisiones del sector eléctrico, manteniéndonos también como uno de los más limpios del mundo.

[1] El Artículo 333 de la Constitución establece la libre competencia como un derecho de todos. De igual manera, se indica que el Estado impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso de posición dominante en el mercado nacional. Así, desde la Carta Magna, tanto la competencia como la eficiencia han de soportar los desarrollos regulatorios del sector eléctrico, para lo cual, tal como se ha argumentado, la libre competencia entre tecnologías cumple un papel preponderante.

Gráfica 1. Comparativo del Factor de emisión de Colombia a nivel internacional



Fuente: International Energy Agency (IEA[2]) y XM; Elaboración Acolgen

II. Admitir, de acuerdo a la experiencia mundial y al potencial energético de Colombia, que las Energías Renovables No Convencionales son competitivas por sí solas, y aún más con los incentivos de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 1873 de 2017 y que por lo tanto no requieren de un Decreto que promueva subsidios explícitos o implícitos y/o esquemas de afectación a la libre competencia para poder entrar al mercado.

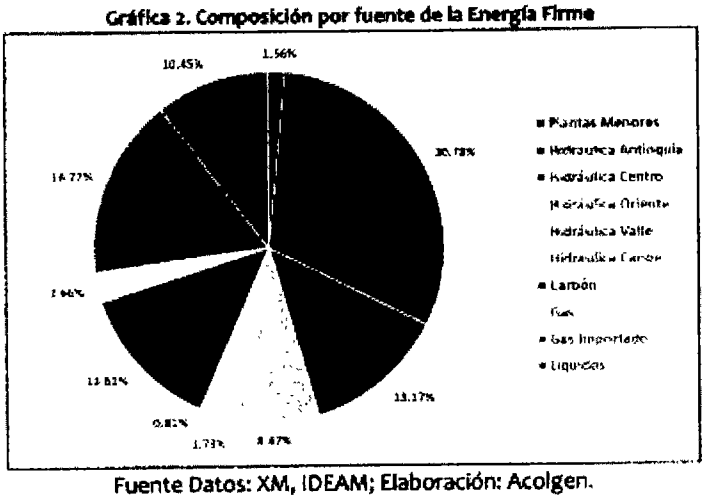
III. Fortalecer la institucionalidad del sector que hoy a través de la CREG ya ha hecho pública la Alternativa IV del Documento 161 de 2016, por la cual podría sacar una subasta de contratos de largo plazo basada en el principio de eficiencia económica de las leyes 142 y 143 de 1994, asegurando la libre competencia entre tecnologías y agentes. Además, la CREG propone un producto Pague lo Contratado el cual tiene en cuenta las necesidades de la demanda, cobertura real que al fin y al cabo es el producto que se necesita.

IV. Resaltar el esquema de confiabilidad que hoy tiene una alta diversificación de su energía firme y un margen de reserva superior al 22% para atender a la demanda en las peores situaciones críticas de abastecimiento.

[2] International Energy Agency (2017). CO2 Emissions from fuel combustion Highlights 2017.

D: Avenida C. 26 # 59-41 Torre A Of. 509 - Bogotá D.C. T: (57 1) 384 [illegible] C: [illegible] W: www.acolgen.com.co

Gráfica 2. Composición por fuente de la Energía Firme



Fuente Datos: XM, IDEAM; Elaboración: Acolgen.

V. Evitar conducir al mercado de energía en el mediano plazo a una situación de alta volatilidad, menores contratos y mayores precios esperados, como la vivida en los años 2014, 2015 y 2016, afectando la competitividad del sector eléctrico.

Por todo lo anterior, para alcanzar un marco regulatorio que ***potencialice*** las FNCER es imprescindible i) preservar la fortaleza institucional y los marcos regulatorios, predecibles, coherentes y transparentes que han caracterizado a este sector, a través de los cuales, se han promovido desde el año 2006 inversiones por más de 10 mil millones de dólares para aumentar la capacidad y resiliencia del parque de generación[1] y; ii) garantizar la libre competencia entre tecnologías de generación y agentes para asegurar la atención continua y con precios eficientes para los usuarios.

Agradecemos su atención y colaboración, además en los documentos anexos a esta comunicación presentamos el detalle de la propuesta regulatoria realizada desde Acolgen y los comentarios al proyecto de decreto, los cuales solicitamos respetuosamente sean revisados detalladamente e incluidos en el Análisis de Impacto Regulatorio que de acuerdo con las buenas prácticas de la OCDE debe realizarse para cuantificar y evaluar los beneficios de la norma propuesta.

[1] Incrementando la capacidad instalada en 6.062 MW y construyendo la primera Planta de Regasificación para importación de Gas Natural.

Finalmente, quedamos dispuestos para ampliar y presentar personalmente cualquiera de las temáticas expuestas.

Reciba un cordial saludo,

Ángela Montoya Holguín
Presidente Ejecutiva
ACOLGEN

Anexos:

a) Propuesta Acolgen para el desarrollo de un mecanismo de expansión complementario al Cargo por Confiabilidad basado en Contratos de Largo Plazo.
b) Comentarios al Proyecto de Decreto
c) Comentarios expertos a las subastas por tecnología o a mecanismos exclusivos para las fuentes no convencionales de energías renovables
d) Experiencias internacionales en la implementación de esquemas de contratos de largo plazo.

Copia.
Dr. Mauricio Cárdenas Santamaría – Ministro de Hacienda y Crédito Público.
Dra. María Lorena Gutierrez – Ministra de Comercio, Industria y Turismo.
Dr. Luis Gilberto Murillo – Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
Dr. Luis Fernando Mejía – Director General del Departamento Nacional de Planeación.
Dra. Carolina Soto Losada – Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad.
Dr. Pablo Felipe Robledo Del Castillo – Superintendente de Industria y Comercio.
Dra. Rutty Paola Ortiz Jara – Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.
Dr. Germán Castro Ferreira – Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dr. Ricardo Humberto Ramirez Carrero – Director General, UPME

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

ANEXO A.

Propuesta regulatoria de Acolgen para la incorporación de Energías Renovables No convencionales en el Sistema Interconectado Nacional bajo esquemas de competencia

La regulación del Mercado Mayorista de Energía en el país se ha caracterizado por la promoción de la Competencia y ha contado desde el 2006 con el esquema del Cargo por Confiabilidad como mecanismo para promover la expansión eficiente del parque de generación y asegurar que los recursos estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones críticas de abastecimiento a un precio eficiente.

No obstante lo anterior, consideramos que en los últimos años los proyectos de generación (sin importar su tecnología), en los distintos mercados del mundo se están enfrentando a altas fuentes de incertidumbre en el mediano y largo plazo originadas principalmente por la evolución del crecimiento y la participación activa de la demanda, políticas ambientales, la aparición de innovaciones tecnológicas disruptivas, los precios de los combustibles, entre otras variaciones en los fundamentales de los precios de la energía eléctrica[1]. Adicionalmente, la construcción de nuevos proyectos de infraestructura en el país implica cada vez más retos sociales y ambientales que conllevan a que la viabilidad financiera dependa de criterios cada vez más exigentes para la mitigación del riesgo de inversión respecto a los afrontados hace 10 años.

Por lo anterior, la motivación para desarrollar un mecanismo de apoyo a la expansión del parque de generación debe corresponder a dar estabilidad regulatoria y de ingresos a los inversionistas en proyectos de infraestructura, altamente intensivos en capital, con menor incertidumbre para la recuperación de ingresos.

En tal sentido, nuestra propuesta para incorporar FNCER bajo un esquema de competencia con las demás tecnologías estaría en línea con el objetivo descrito en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 de lograr una composición balanceada y confiable en la matriz de generación eléctrica, y además permitiría: i) asegurar ingresos para la viabilidad financiera de los proyectos de expansión; ii) brindar mayores herramientas de competencia a los proyectos de generación con FNCER cuyo principal atributo no es la Energía Firme, sino bajos costos variables en el largo plazo y siempre que se dé bajo la modalidad contractual Pague lo Contratado con productos acordes a las características de las diferentes tecnologías de generación; iii) maximizar la función del mercado de corto plazo de asignar eficientemente los recursos energéticos y optimizar las decisiones de operación de las plantas, de tal forma que los recursos energéticos estén disponibles y busquen generar, cuando el sistema más los necesita (Periodos Pico de Carga o durante periodos de escasez hidrológica) asignando el riesgo de operación al agente que mejor lo puede gestionar, que es el generador.

[1] IEA. (2016). Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. France. pg 37: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf y Batlle. C. (2017). Mecanismos de apoyo a la expansión del parque de generación en el Sistema Eléctrico Colombiano. Colombia. Pg. 12 y 13.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

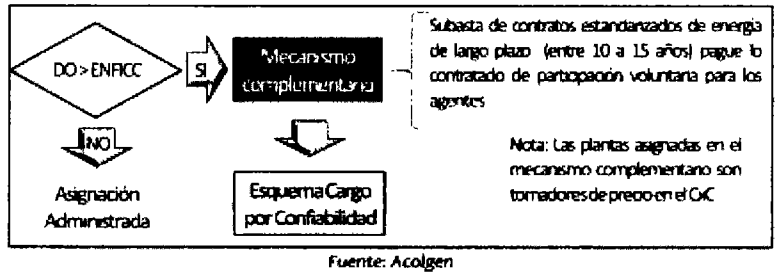
A. Propuesta Regulatoria

1. *Convocatoria y cantidades máximas a asignar en la subasta*

Consideramos importante que desde la regulación se defina un criterio objetivo para convocar la subasta de contratos estandarizados de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado y la cantidad máxima a asignar en la subasta, de manera que se garantice un crecimiento organizado del parque de generación y se evite una sobre instalación del mismo.

Nuestra propuesta es que este mecanismo transitorio de apoyo a la inversión complementario al Cargo por Confiabilidad, basado en contratos estandarizados de energía de largo plazo, se active cuando la diferencia entre la Demanda Objetivo (DO) y la ENFICC sea positiva y cuando se evidencie un déficit de energía en el sistema. En este caso, la cantidad máxima a asignar correspondería a un porcentaje inferior al 50% de la demanda incremental del sistema (DO – ENFICC)[2].

Figura 1 Funcionamiento del Mecanismo de apoyo a la expansión complementario al Cargo por Confiabilidad



Fuente: Acolgen

En el caso que no se defina y acote la cantidad máxima a asignar en la subasta para cada año, se estaría sustituyendo como mecanismo de expansión del parque de generación al esquema de Cargo por Confiabilidad.

Los proyectos que resulten ganadores de la subasta de contratos de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado serán tomadores de precio en el esquema de Cargo por Confiabilidad, con asignaciones por el valor de su Energía Firme, durante la duración del contrato adjudicado en la subasta y al precio vigente al momento de convocar la subasta.

[2] En el caso de que al momento de llevar a cabo este mecanismo transitorio de expansión complementario al Esquema del Cargo por Confiabilidad y una vez actualizado el precio de escasez y realizado el conjunto de subastas de sustitución, se encuentre ENFICC asignada cuyo Costo variable sea superior al precio de escasez, esta cantidad se sumaría a la cantidad a subastar en el mecanismo complementario y posteriormente en el Esquema del Cargo por Confiabilidad.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Una vez ejecutado el Mecanismo de Apoyo a la Expansión del Parque de Generación complementario al Cargo por Confiabilidad, se realizaría una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para incorporar la energía firme remanente del balance (DO – ENFICC) que requiere el país para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica.

2. *Participantes en la subasta*

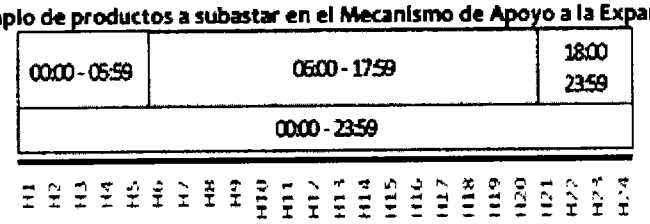
Desde el lado de la oferta, los generadores que estarían habilitados para participar en la subasta son todos aquellos que tengan proyectos de generación nuevos (sin discriminar por tipo de tecnología).

En el caso de la demanda, podrán participar voluntariamente todos los comercializadores de energía del país, pero únicamente garantizando la condición que sí la subasta tiene un proceso competitivo en la formación de precio, los comercializadores que atienden usuarios regulados puedan trasladar a estos usuarios vía formula tarifaria la totalidad de costos de los contratos asignados.

3. *Productos*

Con el objetivo de garantizar que todas las tecnologías tengan las herramientas necesarias para competir en un entorno de libre competencia entre tecnologías, se deben diseñar productos (diferentes contratos estandarizados de largo plazo) que se adapten a las características de generación de las diferentes fuentes. En este sentido, la Comisión podría trabajar en el desarrollo de: i) un producto base con obligaciones horarias uniformes durante las 24 horas del día; ii) un producto día con obligaciones horarias de entrega en los momentos en que la generación solar cuenta con recurso y; iii) un producto noche con asignaciones horarias en el bloque en el que se encuentra el pico del sistema.

Figura 2 Ejemplo de productos a subastar en el Mecanismo de Apoyo a la Expansión



Fuente: Acolgen

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

4. *Vigencia del contrato regulatorio para FNCER*

Con contratos Estandarizados de Largo Plazo bajo la modalidad Pague lo Contratado, que tengan una duración entre **10 a 15 años**, se logran los objetivos de viabilidad financiera, potencializando el principal atributo de las FNCER que es energía con costo variable muy bajo durante largos periodos de tiempo.

5. *Tipo de Subasta*

Entendiendo que para reflejar las características de las distintas tecnologías de generación se debería diseñar varios productos, el mecanismo de subasta seleccionado debe permitir la elección simultanea entre los diferentes productos por lo que se sugiere revaluar cuál es el mecanismo de subasta de dos puntas más efectivo para lograr este objetivo.

La asignación de los productos debe realizarse al precio marginal de cierre del respectivo producto en la subasta.

Adicionalmente, se requiere desarrollar lo antes posible los mercados intradiarios, ya que estos son los que permitirán gestionar la alta volatilidad que presentan estos recursos en el corto plazo dada su naturaleza intermitente.

En el marco del principio de eficiencia de las Leyes 142 y 143 de 1994 que obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, solo mediante un mecanismo de expansión que promueva el desarrollo de nuevos proyectos de generación manteniendo los principios de libre competencia entre todas las tecnologías de generación, Enfoque de Mercado y Crecimiento Organizado del parque de generación, se podrá obtener una asignación eficiente sostenible en el mediano plazo[3].

Consideramos que si bien con el marco regulatorio vigente ya se están empezando a conectar granjas solares, y existen proyectos eólicos por cerca de 1.500 MW que han presentado garantías de seriedad para su conexión en los próximos años, se podría apoyar aún más la competitividad de las FNCER con la propuesta regulatoria que hemos presentado basada en esquemas de mercado, promoción de la libre competencia entre tecnologías y crecimiento organizado del parque de generación que sustituye la necesidad de un decreto que defina cuotas o esquemas de *Feed in Tariff*, en el Sistema Interconectado Nacional.

[3] La experiencia del sector eléctrico español demostró que un precio bajo en el corto plazo no significa una asignación eficiente y sostenible en el mediano plazo.

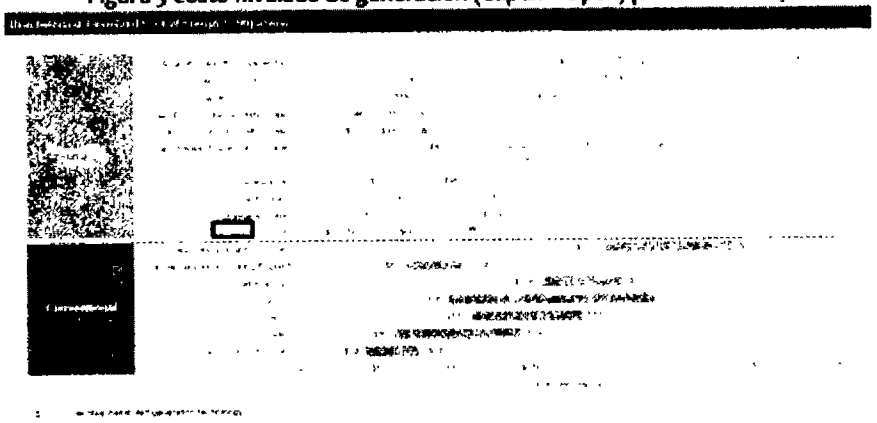
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Esta propuesta, además de considerar la sostenibilidad y costo-eficiencia, parte de la premisa de que las energías renovables no convencionales son competitivas por sí solas, tal como lo ha demostrado la reducción de costos nivelados que han experimentado a nivel internacional.

B. Costos nivelados y competitividad de las FNCER

De acuerdo con las cifras de la mayoría de organismos especializados en energía como la "*International Energy Agency*", "*US Energy Information Administration*", "*Bloomberg New Energy*", etc. Los avances tecnológicos de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables han permitido lograr una reducción considerable de los costos de inversión, al punto que, hoy en día son las tecnologías más competitivas en los mercados de generación de energía eléctrica como es el caso de la eólica y la solar, lo que muestra que este tipo de tecnologías están en capacidad de competir y ganarle a las demás tecnologías en igualdad de condiciones, bajo esquemas de mercado y libre competencia.

Figura 3 Costo nivelado de generación (Capex + Opex) para el año 2017



Fuente: *Lazard's Levelized Cost of Energy 2017*

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía en su informe de Perspectivas de Tecnología Energética para el Año 2016[4], los costos de la energía solar fotovoltaica y eólica han caído dramáticamente en los últimos años. Desde el año 2010 hasta el año 2015 los costos promedio mundial de generación de nuevos proyectos eólicos en tierra han caído 30%, mientras que los costos para proyectos solares fotovoltaicos a gran escala han caído más de un 65%.

Según el análisis de las subastas de energía realizadas entre 2010 y 2016 desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2017), el precio promedio global de los contratos de energía solar pasó de 250 USD/MWh en las subastas realizadas en el 2010 a 50 USD/MWh en el 2016. En

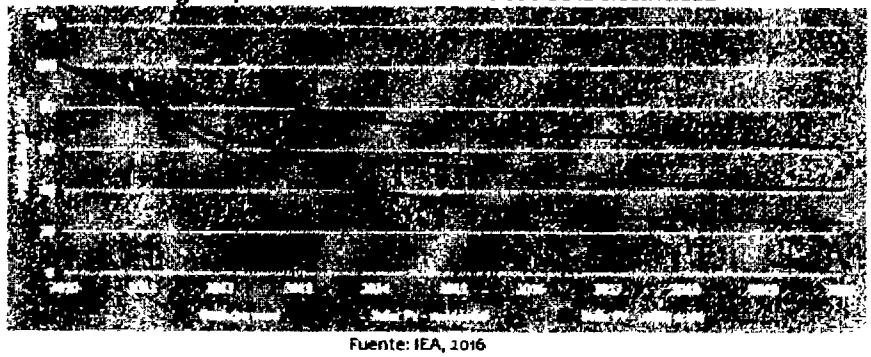
[4] Energy Technology Perspectives 2016 – Towards Sustainable Urban Energy Systems

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

el caso de Chile, solo entre 2015 y 2016 el precio promedio resultante de los contratos de energía provenientes de recursos solares y eólicos disminuyó 53% pasando de 79 USD/MWh a 37 USD/MWh (lo que hasta ese momento era la oferta más baja proveniente de un recurso solar por valor de 29,1 USD/MWh). De acuerdo con el diario el país de España, edición del día 11 de diciembre de 2017, **en México se produciría la energía más barata a nivel mundial a partir del año 2020 con generación solar a un precio de 17,7 USD/MWh**.

Adicionalmente, se espera que para el periodo 2015 a 2020 los costos de nuevos proyectos eólicos se reduzcan en más de un 12 %, mientras que en los proyectos solares a gran escala en más de un 25%. (Ver Gráficas 1 y 2).

Figura 4 Indexación del costo nivelado de la electricidad



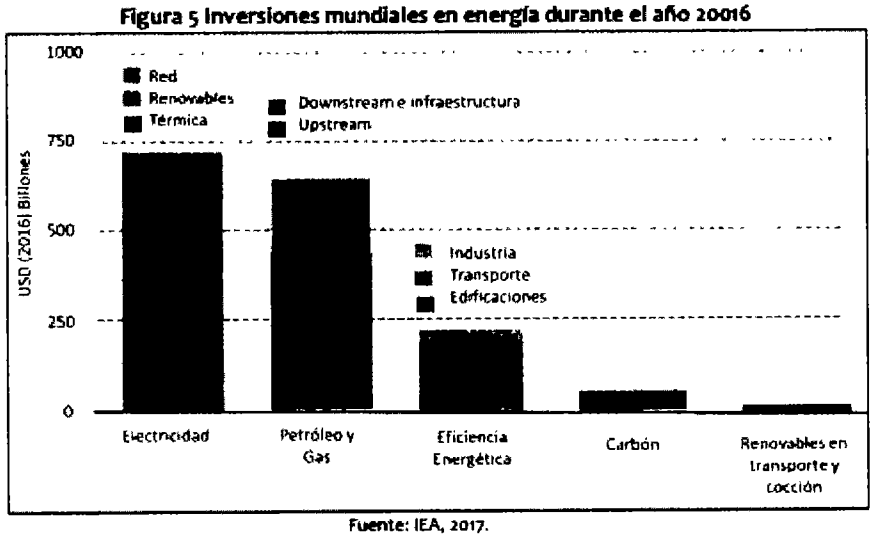
Fuente: IEA, 2016

Por su parte, mercado con una matriz eléctrica predominantemente hidráulica han venido han demostrado que las FNCER pueden incorporarse mediante un mecanismo de libre competencia con las tecnologías convencionales y sin necesidad de un mecanismo exclusivo para las FNCER.

Así las cosas, se puede concluir que las energías renovables no convencionales son muy competitivas frente a las energías convencionales. Además de esto, estas tecnologías son competitivas frente a otros energéticos como el Gas Natural, el Carbón y el Petróleo, aspecto que se vio reflejado en las inversiones mundiales en energía durante el año 2016, las cuales giraron en torno a la electricidad y principalmente al desarrollo de energías renovables.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 5 Inversiones mundiales en energía durante el año 20016



Fuente: IEA, 2017.

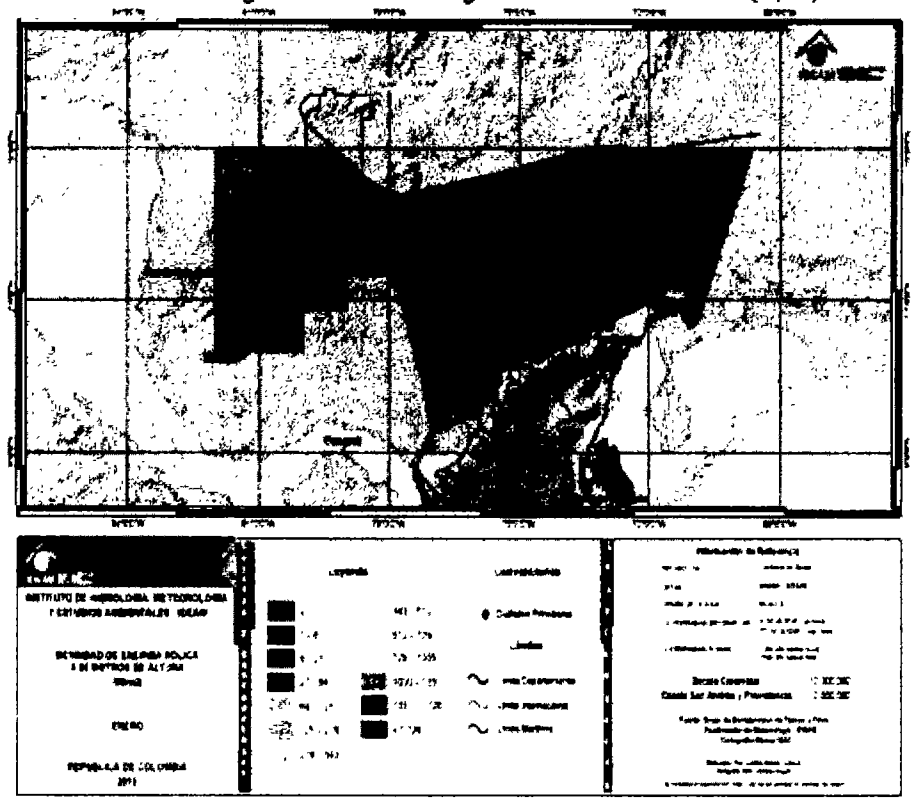
En el caso colombiano, de acuerdo al documento Integración de las Energías renovables No Convencionales en Colombia, desarrollado por la UPME con el apoyo del BID, el país cuenta con un potencial energético de más de 79 GW en energía eólica, solar y biomasa, lo que representa más de 4 veces la capacidad instalada en el sistema Interconectado Nacional. Adicionalmente, nuestro país cuenta con una velocidad del viento y niveles de radiación excepcionales, que permitirían tener los factores de planta más altos del mundo, en el caso de la energía eólica, de acuerdo con la información de *Densidad de Energía Eólica a 80 metros del IDEAM.*

Esto significa que comparativamente con los demás países, Colombia tiene un potencial energético de energías renovables mayor, lo que permite que estás tecnologías sean muchísimo más competitivas que en otros países, mediante el mayor uso que pueden hacer de la capacidad instalada.

El gran potencial energético más los incentivos establecidos en la Ley 1715 de 2014 y el no pago de Transferencias del Sector Eléctrico (contempladas en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993) han demostrado que potencializan la competitividad de las Energías Renovables No Convencionales frente a las demás tecnologías en el Sistema Interconectado Nacional, con lo cual carece de sentido desarrollar un mecanismo de apoyo a la expansión del parque de generación exclusivo para renovables en un sector que cuenta con gran cantidad de energía proveniente de diferentes recursos energéticos y en el que se promueve la libre competencia entre tecnologías, considerando que los enfoques de mercado logran asignaciones eficientes.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 6 Densidad de Energía Eólica a 80 metros de altura (W/m2)



Fuente: IDEAM 2017

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

ANEXO B

COMENTARIOS AL 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"

La memoria justificativa y el literal i) del Artículo 2.2.3.8.7.3., del proyecto de decreto en mención, fundamentan la necesidad de establecer un mecanismo de contratación a largo plazo de proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), que permita diversificar la matriz de generación de energía eléctrica actual del país y así cumplir con los compromisos de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y a la vez disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico ante los impactos generados por el cambio climático.

Al respecto, la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOLGEN y sus empresas asociadas, queremos reiterar el compromiso en aportar desde el sector eléctrico al cumplimiento de: i) los compromisos del país de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero – GEI adquiridos en la COP 21, ii) del objetivo del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 de promover una matriz balanceada y confiable y iii) del derecho a la libre competencia e igualdad de condiciones previsto en la Constitución Política de 1991.

En este sentido, a continuación, ponemos a su disposición algunas consideraciones para establecer mecanismos que lleven al desarrollo de una gestión de cambio climático adecuada para el sector eléctrico. Al mismo tiempo nos permitimos referenciar la visión 2030 Acolgen[5], la cual contiene lineamientos de política pública encaminados a electrificar la economía, lograr la sustitución de combustibles fósiles en el consumo energético final, cumplir compromisos COP 21 país, promover el desarrollo sostenible y acelerar la entrada de energías renovables no convencionales, manteniendo los esquemas de competencia entre tecnologías y el principio de eficiencia económica.

A. REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO PARA EL CUMPLIMIENTO DE LOS COMPROMISOS AMBIENTALES

El Literal i) del Artículo 2.2.3.8.7.3 del proyecto de Decreto del asunto, establece que uno de los objetivos que justifican el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1, consiste en *reducir las emisiones de GEI de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP 21).*

Al respecto, y teniendo en cuenta el compromiso con la sostenibilidad ambiental que ha caracterizado al sector eléctrico, a continuación, analizamos la propuesta del proyecto de decreto y nos permitimos proponer alternativas adicionales para el cumplimiento del objetivo mencionado.

[5] https://www.acolgen.org.co/owncloud/index.php/s/mEhDRWoxoXvYoxf

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

1. **Revisión de la validez del cumplimiento de los compromisos COP 21 como motivación para expedir lineamientos de política pública, para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con FNCER**

Primero mencionar que si bien, el Ministerio de Minas y Energía justifica el Proyecto de Decreto principalmente en el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones de la COP 21, es importante recordar que: dentro del marco de los compromisos sectoriales para el cumplimiento de la meta país al sector eléctrico, inicialmente se debió haber asignado un máximo de **20%** de reducción de las emisiones respecto al escenario conocido como "*Business As Usual (BAU)*",en el cual se proyectaban las emisiones totales del sector eléctrico en **18,27 MTon Co2,** es decir que el sector eléctrico debería reducir para el año 2030 cerca de **3,6 Mton CO2.**

Lo anterior, considerando que la meta total que estableció Colombia fue la de reducir un 20%, por lo que no debería exigírsele más a un sector que dadas sus características es considerado uno de los más limpios del mundo, en contraste con otros sectores más contaminantes en el país. No obstante, se entiende que la Comisión Intersectorial de Cambio Climático[6] solicitó a los sectores hacer su mayor esfuerzo para garantizar el cumplimiento de los compromisos de Colombia ante la COP21 y que en este escenario el sector eléctrico, a través del Ministerio de Minas y Energía, se propuso una meta más ambiciosa para aportar una reducción de **4,7 Mton CO2,** equivalente a un **26%** de reducción respecto a la línea base del año 2030.

Dicha propuesta fue uno de los productos logrados a lo largo de casi dos años de trabajo entre el sector y la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales del Ministerio de Minas y Energía en el marco de la formulación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático -PGICC-. Escenario en cual se realizaron múltiples mesas de trabajo para identificar y evaluar el potencial de reducción de emisiones del sector de generación y apostar de manera consensuada por una meta aún más ambiciosa que la asignación generalizada del 20%, y que hoy continua en otros frentes del Plan. Como resultado de estos ejercicios, los objetivos de la línea estratégica de mitigación son:

[6] Priorización Sectorial de Medidas para el Cumplimiento de la Reducción de Emisiones en la Contribución Nacionalmente Determinada De Colombia - Resultados y Recomendaciones.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 7 Medidas priorizadas para la contribución nacionalmente determinada de Colombia en Mitigación de GEI[7]

MINISTERIO LÍDER	MEDIDA o LÍNEA ESTRATÉGICA DE MITIGACIÓN	METAS O ACTIVIDADES	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES CO_2e $MtCO_2e$ (REDUCCIÓN SOBRE META NACIONAL 2015)
	Línea estratégica de generación de energía	Esta línea estratégica tiene como objetivo la diversificación adecuada de la matriz energética colombiana cumpliendo con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, así como la promoción de proyectos a partir de fuentes no convencionales de energía renovable que respeten las reglas de mercado y garanticen la confiabilidad del sistema. De igual forma busca avanzar en temas como la auto-generación de energía mediante fuentes alternativas y la transformación de la generación energética en las Zonas no Interconectadas.	4,74 (1,4%)
	Línea estratégica de eficiencia energética	**Busca fomentar la implementación de medidas que promuevan un consumo energético sostenible y eficiente en los procesos asociados a la industria minero-energética. La eficiencia energética se ha planteado como una opción transversal a los tres subsectores ya que existen oportunidades de mejora en procesos de combustión en fuentes fijas y en uso de combustibles.**	1,21 (0,36%)
	Línea estratégica de emisiones fugitivas	Busca promover la adecuada gestión de las emisiones fugitivas asociadas a los procesos extractivos en el país. El objetivo es fomentar el aprovechamiento de estas emisiones por medio de proyectos que utilicen el gas para la generación de energía (térmica o eléctrica). Dentro de la línea estratégica se integra el conjunto de medidas destinadas a la reducción de las emisiones fugitivas generadas por las actividades de extracción, procesamiento, producción, venteo, almacenamiento y distribución de productos de hidrocarburos (gas y petróleo) y minería.	3,24 (0,97%)
	Línea estratégica de gestión de la demanda	**Busca reducir la diferencia de consumo de energía eléctrica entre horas pico y valle, incentivando la generación de energía eléctrica en horas valle a partir de fuentes no contaminantes y la promoción para la futura implementación de nuevas tecnologías como las redes inteligentes y las tarifas dinámicas. Incluye además el efecto de la introducción e implementación del reglamento técnico de etiquetado para electrodomésticos más eficientes.**	2,01 (0,6%)

Fuente: *Comisión Intersectorial de Cambio Climático*

Estos aspectos fueron presentados por el MME ante la CICC en la sesión del 13 de julio de 2017, y quedaron plasmados de manera general en el documento: "Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la Contribución Nacionalmente Determinada de Colombia – Resultados y recomendaciones de la segunda ronda", al incluir dentro del análisis de los resultados que, "*los Ministerios de Minas y Energía y Comercio, Industria y Turismo han priorizado líneas estratégicas con tipos de medidas al interior, con la premisa de dar señales de política pero no prescribir*

[7] Tomado de la quinta reunión de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático
http://www.minambiente.gov.co/images/Medidas_NDC_25_agosto-1_Version_Comunicaciones_2.pdf

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

***especificamente cierto tipo de tecnologías para los sectores energéticos**, de hidrocarburos, minero e industrial"*[8] (negrilla y subrayado fuera de texto), y que entre las principales barreras para alcanzar la meta propuesta se encuentra la gran incertidumbre en los procesos de licenciamiento ambiental y de consulta previa[9].

Adicionalmente la CICC resalta que "*las medidas priorizadas con mayor potencial de mitigación (mayor a 2,0 MT en 2030) incluyen la línea estratégica de generación eléctrica con mayor participación de renovables*"[10], lo que demuestra el compromiso del sector en aportar al cumplimiento de la meta país, independientemente de no ser uno de los principales emisores de GEI, de acuerdo al Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) del país, publicado por el Ideam[11], la generación térmica es la responsable del 2,9% de las emisiones totales del país.

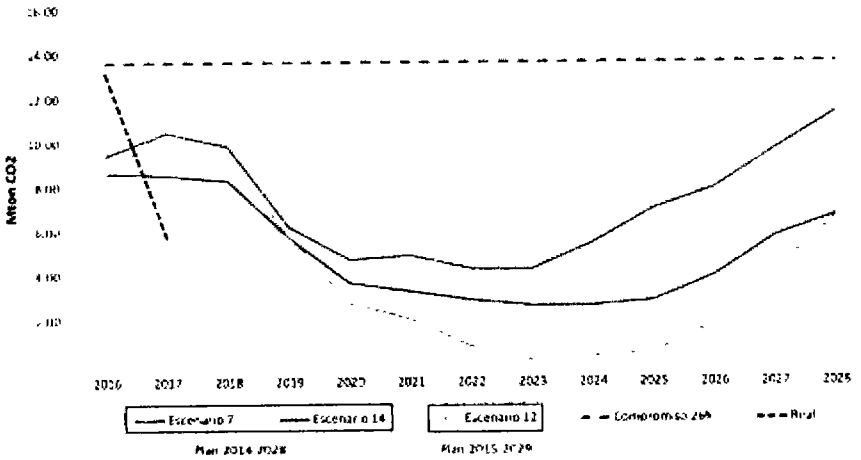
El potencial de mitigación de la línea de generación de energía es de 4,74 MTonCO2e así, 4,665 MTonCO2e corresponden al incremento de energía renovable en la matriz de generación y 0,075 MTonCO2e a la incorporación de sistemas híbridos (diésel – renovables) en las ZNI.

Frente a este nuevo objetivo, es importante enfatizar que de acuerdo a los escenarios de expansión de la UPME presentados en los Planes de Expansión de los años 2014-2028 (escenario 14), 2015-2029 (escenario 12), y 2016-2030 (escenario 2 con impuesto al carbono), como el Plan en consulta del periodo 2017-2031, el país por la composición de su matriz limpia cumpliría en cualquier escenario de expansión la meta de emisiones. Condición que se puede observar en la Figura 8 y Figura , **las cuales evidencian que dentro de las proyecciones de emisiones hacia el año 2030 las emisiones del sector en ningún escenario superan los compromisos ambientales para la actividad de generación en el marco de COP 21.**

[8] Priorización sectorial de medidas para el cumplimiento de la reducción de emisiones en la Contribución Nacionalmente Determinada de Colombia – Resultados y recomendaciones de la segunda ronda, CICC-Cuarta Sesión, 13 de julio 2017, pág. 10.
[9] Ibid, pág. 15.
[10] Ibid, pág. 11.
[11] Inventario Nacional y Departamental de Gases Efecto Invernadero, Ideam, 2016. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf.

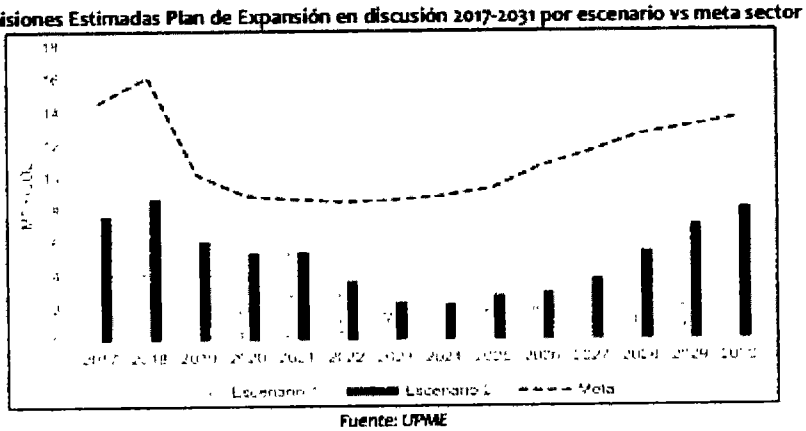
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 8 Emisiones estimadas en el SIN para los escenarios 7 y 14 del PERGT2014-2028 y del escenario 12 PERGT 2015-2029



Fuente: UPME y OAAS; Elaboración: Acolgen.

Figura 9 Emisiones Estimadas Plan de Expansión en discusión 2017-2031 por escenario vs meta sector eléctrico



Fuente: UPME

No obstante, entendiendo que los escenarios de expansión están sujetos tanto a los supuestos bajo los cuáles se realizan, como a las intenciones de inversión de las empresas, es importante mencionar como

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

punto adicional, que el país en los últimos 2 años[12] (en los cuales hemos tenido Fenómeno de El Niño y Fenómeno de la Niña) ha tenido un factor de emisión promedio de **142 g CO_2/kWh**, lo que implica que de mantener este factor de emisión, resultado de un esquema de expansión con libre competencia entre tecnologías, para el año 2030 emitiremos en el sector eléctrico menos de **13,58 MTon de CO_2/kWh**[13] cumpliendo a cabalidad la meta del 26% de reducción de emisiones presentada por el Ministerio de Minas y Energía **y sin necesidad de implementar de medidas adicionales de fomento de tecnologías.**

Tabla 1 Emisiones de CO_2 generación eléctrica 2016-2017

Año	Emisiones de Ton CO_2	Emisiones g CO_2/kWh
2016*	13.103.289,55	198,71
2017	5.725.136,94	85,88
	Promedio	**142,29**

**Año más crítico de Fenómeno de El Niño sin planta de regasificación del Atlántico*
Fuente: XM; Elaboración: Acolgen

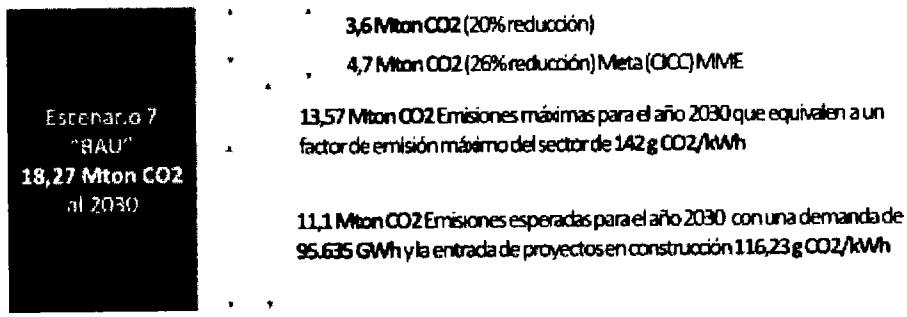
Las emisiones reales de los dos últimos años en la actividad de generación de energía eléctrica sin haber ajustado el factor de emisión de la generación térmica a líquidos sustituida por gas natural importado para el final del año 2016, pero considerando la reducción que sobre el factor de emisiones de CO_2, tendrá la entrada del proyecto de generación Ituango, el cual, en conjunto con los proyectos solares registrados de autogeneración y los desarrollos en generación distribuida, nos permiten asegurar que a partir del año 2019 las emisiones del sector eléctrico se reducirán a un nivel **menor a 116 g CO_2 por kWh**, y por lo tanto vamos a cumplir con mayor holgura y total certeza los compromisos asignados al sector eléctrico como resultado de la COP21.

Más aún, es importante considerar que la generación térmica de energía eléctrica se volverá más carbono-eficiente con la entrada de la planta de regasificación del Pacífico la cual, permitirá sustituir generación con combustibles líquidos (514,86 g CO_2/kWh, para plantas con *heat rate* de 7 MBTU/MWh) por Gas Natural Importado (392,49 g CO_2/kWh para plantas con *heat rate* de 7 MBTU/MWh) a partir del año 2022, alcanzando una reducción de 31,2% en emisiones de CO_2.

[12] Tomar como referencia factores de emisión de años anteriores al 2016 implicaría no considerar la importancia que en reducción de emisiones tiene la entrada de proyectos tales como: Quimbo, Sogamoso, San Miguel, Carlos Lleras Restrepo, Cucuana, la Planta de Regasificación del Atlántico, entre otros.
[13] Lo anterior resulta de multiplicar la demanda proyectada por la UPME para el año 2030 (revisión Julio 2017) y multiplicarla por el factor de emisión.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 10 Cumplimiento compromisos de la COP 21 sector eléctrico



Factor Emisión Sector g CO2/kWh

Años 2016 -2017	Con Ituango + Solar Registrado (Incentivos) + Regasificación Pacífico
142	≤116,23

Fuente: XM, CICC. Elaboración: Acolgen

Por todo lo anterior, es conveniente mencionar, que no es preciso motivar lineamientos de Política Púbica para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable en el cumplimiento de los compromisos de la COP 21, ya que el sector ha venido tomando las acciones no solo para garantizar con total certeza el cumplimiento de las metas sectoriales sino para contribuir integralmente a través de iniciativas como la movilidad eléctrica a que todo el país cumpla con los compromisos en términos de emisiones y de crecimiento verde.

2. Emisiones que justifican la propuesta expuesta en el Proyecto de Decreto

El Ministerio en la Memoria Justificativa, toma los datos de emisión históricos durante los años 2013, 2014 y 2015 para proyectar las emisiones de CO_2 al año 2030 y motivar el acto administrativo. Al respecto, se reitera que tomar factores de emisiones o emisiones históricas anteriores al año 2016, llevaría a desconocer el aporte y esfuerzo que en reducción de emisiones por kWh ha realizado el sector, con proyectos hidráulicos y térmicos más eficientes tales como: El Quimbo, Carlos Lleras Restrepo, Cucuana, San Miguel, Bajo Tuluá, Bioenergy, El Edén, El Molino, Hidromontañitas, Morro Azul, Tunjita, Proenca II, Alejandría, San Matías, Celsia Solar Yumbo, Tasajero 2, Gecelca 3, la planta de regasificación del Atlántico (con la sustitución de combustibles líquidos por Gas Natural), entre otros, los cuales han contribuido significativamente a reducir el factor de emisiones del sector eléctrico.

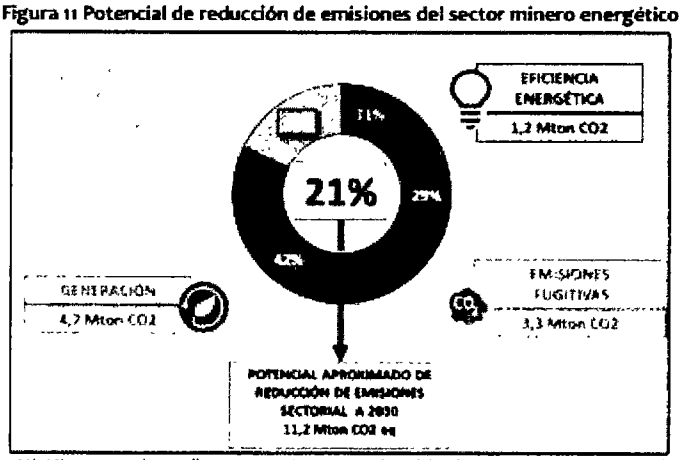
En este sentido, sería impreciso e injusto con el esfuerzo de mitigación de los últimos años del sector, motivar un acto administrativo con base a unas emisiones históricas que no corresponden a la realidad actual y mucho menos futura del parque generador.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

3. Alternativas en el marco de los compromisos COP 21

Las líneas estratégicas de mitigación definidas por el Ministerio (Figura), en las cuales se involucra la industria eléctrica, presentan de la misma forma actividades en Gestión de la Demanda y en Eficiencia Energética, que reflejan potenciales de mitigación de emisiones estimados en 2 MTon de CO_2 eq y 1,2 MTon de CO_2 eq, respectivamente, potenciales que eventualmente pueden suplir las desviaciones marginales causadas por eventos climáticos extremos inesperados.

Figura 11 Potencial de reducción de emisiones del sector minero energético



Fuente: MinMinas 2017 - https://www.minminas.gov.co/cambio-climatico & "Memoria Justificativa"

Con esto en cuenta, se sugiere al Ministerio continuar trabajando en el desarrollo de acciones asociadas a la mejora de eficiencia en centrales térmicas, con potenciales de reducción de hasta 0,5 Mton de CO_2[14] como en su momento fueron discutidas en las mesas de trabajo con los agentes del sector.

Por otra parte, dentro del análisis de alternativas que señalan las buenas prácticas de análisis de impacto regulatorio propuestas por la OCDE, se sugiere respetuosamente al Ministerio considerar, cuantificar y evaluar los beneficios que sobre la reducción de emisiones tendría la introducción de esquemas de participación de la demanda, los cuales representan una medida más efectiva para cumplir los objetivos de seguridad energética y resiliencia (diversificación tecnológica y espacial), reducción de emisiones de GEI y desarrollo sostenible con un costo de implementación muy bajo para el sector, puesto que no implicaría la construcción de infraestructura redundante.

[14] Información tomada de Presentación "LINEAS ESTRATEGICAS DE MITIGACIÓN DE GEI PARA EL SECTOR ELÉCTRICO" Bases de discusión realizada el día 23-08-2017 por el Ministerio de Minas y Energía.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

En este sentido, y considerando los procesos lógicos que se deben realizar en la identificación de medidas de mitigación de cambio climático, los principios de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono – ECDBC- con relación a la priorización de medidas de menor costo de abatimiento, se sugiere al Ministerio hacer un análisis de identificación de potencial de reducción de emisiones que podría traer la implementación de los *"lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable"*, y que se desea alcanzar con esta norma; con el fin de cuantificar y demostrar los beneficios reales que sobre la reducción de emisiones que esta acción tendría.

B. LÍNEA BASE DE EMISIONES GEI A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL – EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO HA DEMOSTRADO COMPROMISO CON LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL Y LA ELECTRIFICACIÓN DE LA ECONOMÍA, SIENDO LA BASE DEL CRECIMIENTO VERDE DEL PAÍS.

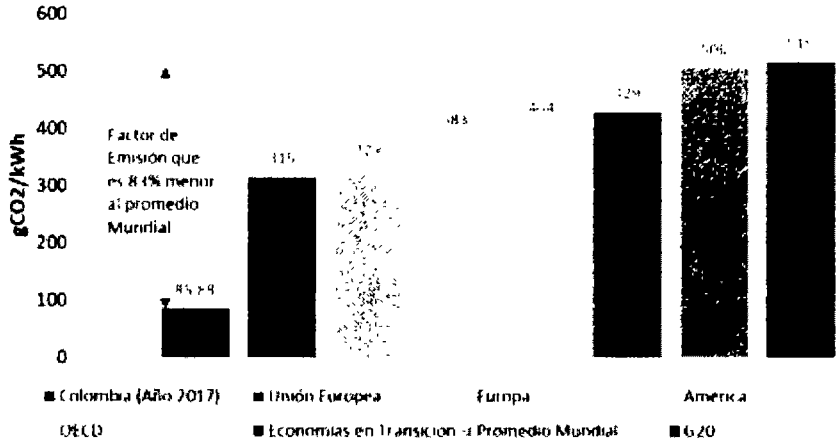
En la actualidad el sector eléctrico colombiano es visto como un referente a nivel mundial en materia ambiental, diversificación de la matriz de generación y confiabilidad, en gran parte gracias a la institucionalidad, crecimiento organizado, libre competencia entre tecnologías, y eficiencia que ha caracterizado al sector durante su evolución en los últimos 23 años.

En materia ambiental, de acuerdo a los índices desarrollados por organizaciones de alto reconocimiento internacional tales como el *World Energy Council (WEC)* [15] y el *World Economic Forum (WEF)* [16], la matriz de generación de energía eléctrica colombiana se encuentra entre las mejor posicionadas a nivel mundial. Incluso, considerando que para el año 2017, se logró reducir las emisiones de CO_2 a un factor de tan solo 85,88 g de CO_2 por kWh, el sector actualmente estaría ubicado como uno de los sectores eléctricos con menores emisiones de CO_2 por kWh del mundo.

[15] En el índice WEC Colombia recibe la calificación A, El rango de valoración del WEC contempla cuatro calificaciones A, B, C y D; siendo la A la mejor calificación.
[16] En el índice WEF Colombia recibe una calificación de 0,7. El rango de valoración del WEF se encuentra entre 0 y 1, siendo las calificaciones más cercanas a 1 las de mejor características.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 12 Comparativo del Factor de emisión de Colombia a nivel internacional



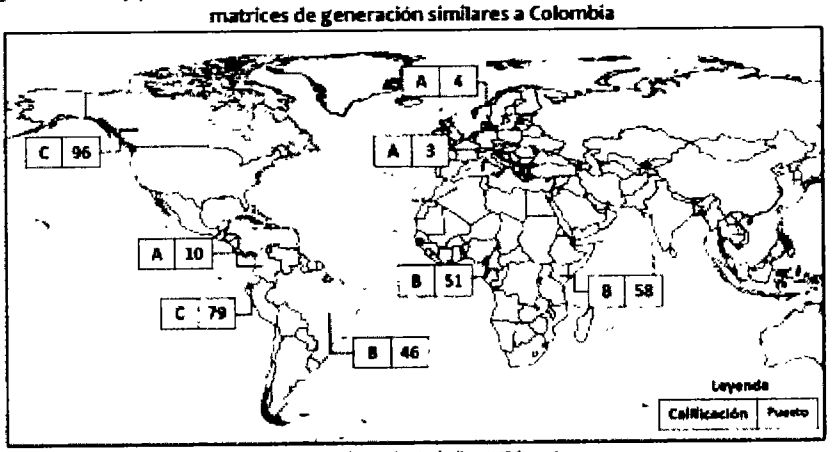
Fuente International Energy Agency (IEA[7]) y XM; Elaboración Acolgen

Adicionalmente, al evaluar la posición de países con matrices de generación similares a la colombiana, en cuanto a diversificación, se puede determinar que el país ocupa la mejor posición en el continente americano, estando incluso al nivel de países con desempeño destacado a nivel mundial como Suiza y Noruega (Ver Figura 13).

[7] *International Energy Agency (2017). CO2 Emissions from fuel combustion Highlights 2017.*

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

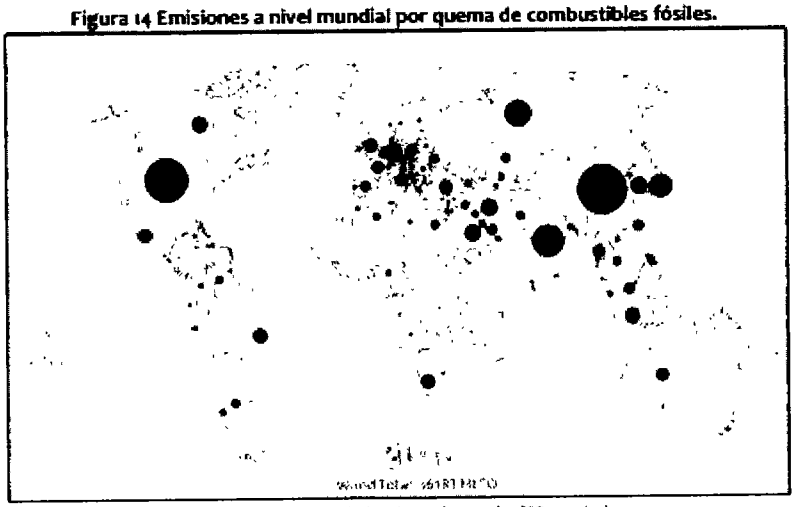
Figura 13 Calificación y puesto en el índice WEC, de la dimensión ambiental en países con diversificación de matrices de generación similares a Colombia



Fuente: Adaptado de Índice WEC 2016.

Al mismo tiempo y como se puede observar en la Figura 14, el sector eléctrico no ha sido ajeno al compromiso ambiental y previo a los compromisos COP 21 ha venido contribuyendo a reducir la proporción de las emisiones del país con respecto a las emisiones globales[*].

Figura 14 Emisiones a nivel mundial por quema de combustibles fósiles.



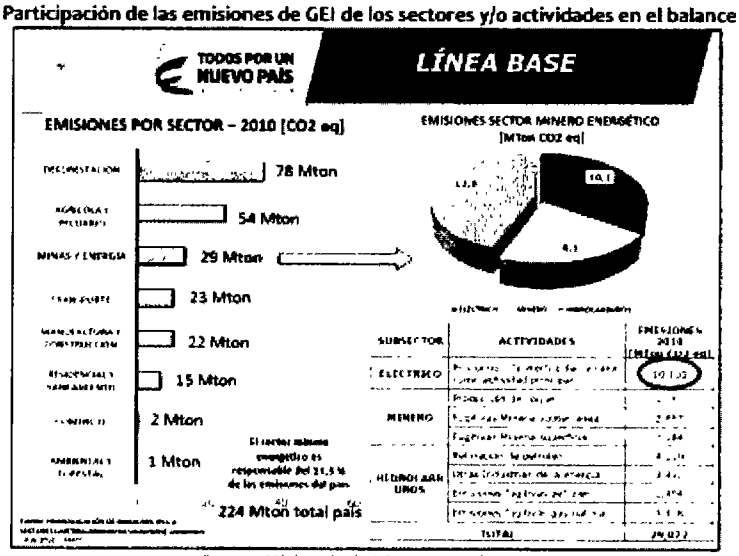
Fuente: http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions

[*] De acuerdo, a lo descrito en la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC por sus siglas en inglés) de Colombia, el país representa el 0,42% de las emisiones de GEI a nivel mundial.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Según los datos reportados en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero GEI realizado por el IDEAM, y como bien se indica en la Memoria Justificativa, el sector eléctrico colombiano tiene una participación del 4,5 % en las emisiones totales del país[19]; el cual varía dependiendo de las condiciones hidrológicas del periodo analizado (Ver Figura 15). No obstante, en los periodos de baja hidrología y mayores emisiones continúa teniendo un muy buen desempeño comparativamente con otros países (el Factor de Emisión del año 2016 con Fenómeno de El Niño y sin planta de regasificación del Atlántico fue de 199 g CO2e/kWh).

Figura 15 Participación de las emisiones de GEI de los sectores y/o actividades en el balance nacional



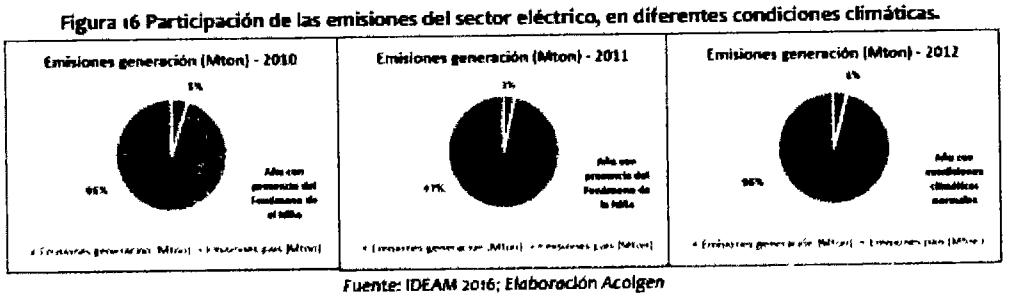
Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

Lo anterior cobra importancia toda vez que permite evidenciar el compromiso actual del sector eléctrico colombiano en aportar a la sostenibilidad ambiental del país. A manera de ejemplo, en Chile la electricidad representa el 49% de las emisiones nacionales[20], mientras que en Colombia aún en los escenarios de mayor emisión de GEI del sector eléctrico (en año con presencia del Fenómeno de El Niño) la participación de las emisiones de generación eléctrica la participación es inferior al 5% (Ver Figura 16).

[19] A manera de ilustración, en Chile Por su parte, de acuerdo al Inventario Nacional GEI realizado por el IDEAM en 2016,
[20] http://www.snichile.cl/consulta.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 16 Participación de las emisiones del sector eléctrico, en diferentes condiciones climáticas.



Fuente: IDEAM 2016; Elaboración Acolgen

Lo descrito anteriormente, evidencia el gran aporte que representa el sector eléctrico colombiano (con sus características de libre competencia entre tecnologías de generación, confiabilidad y eficiencia), al cumplimiento del objetivo de crecimiento verde establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, referente a: "*Avanzar hacia un crecimiento sostenible y bajo en carbono*". Así mismo, resalta la gran oportunidad de contribuir al cumplimiento de los compromisos COP 21 del país, mediante una mayor participación de la electricidad en el consumo energético de sectores como el transporte, la industria y el residencial.

C. VULNERABILIDAD Y RESILIENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El literal ii del Artículo 2.2.3.8.7.3 establece que uno de los objetivos que justifican el mecanismo del que trata el artículo 2.2.3.8.7.1 consiste en *fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática, a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.*

Al respecto se debe recordar que, según lo establecido por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) en su Quinto Informe de Evaluación sobre el Cambio Climático[21], la vulnerabilidad se compone de dos variables: La resiliencia y la sensibilidad; las anteriores definidas como:

- ***Sensibilidad:*** *Grado en el cual un sistema o especie es afectado, ya sea adversa o beneficiosamente, por la variabilidad o cambio climático. El efecto puede ser directo (ej. Cambio en el rendimiento de los cultivos en respuesta a un cambio en la media, rango o variabilidad de temperatura) o indirectos (ej. Peligros causados por un incremento en la frecuencia de inundaciones costeras debido al aumento del nivel del mar) (IPCC WGII, 2014).*

- ***Resiliencia o capacidad de adaptación:*** *Capacidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales de afrontar un suceso, tendencia o perturbación peligrosa respondiendo o reorganizándose de modo que mantengan su función esencial, su identidad y su estructura, y*

[21] CAMBIO CLIMÁTICO 2014 Impactos, adaptación y vulnerabilidad, Resumen para IPCC 2014

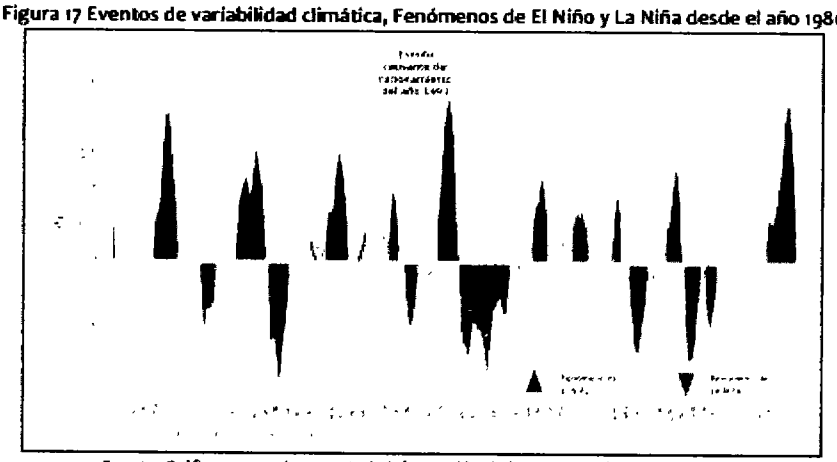
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

conservando al mismo tiempo la capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación (Work Group II, IPCC, 2014).

En este sentido, afirmar que el sector es vulnerable a la variabilidad climática considerando únicamente la presencia de eventos extremos (como el Fenómeno de El Niño), es desconocer la evolución que el mercado ha tenido en las últimas décadas y las acciones legales, normativas y estructurales que el sector ha incorporado en su funcionamiento, en aras de aumentar su resiliencia, y disminuir los impactos que estos eventos climáticos generan.

En efecto, la exposición del sector eléctrico a la variabilidad climática no es una situación que haya surgido en los últimos años, si no que, por lo contrario, ha sido un factor implícito en la evolución misma del mercado eléctrico y en parte, es responsable de la robustez y eficiencia con la que hoy se cuenta.

Figura 17 Eventos de variabilidad climática, Fenómenos de El Niño y La Niña desde el año 1980



Fuente: Gráfica generada a partir de información de la NOOA; Elaboración Acolgen

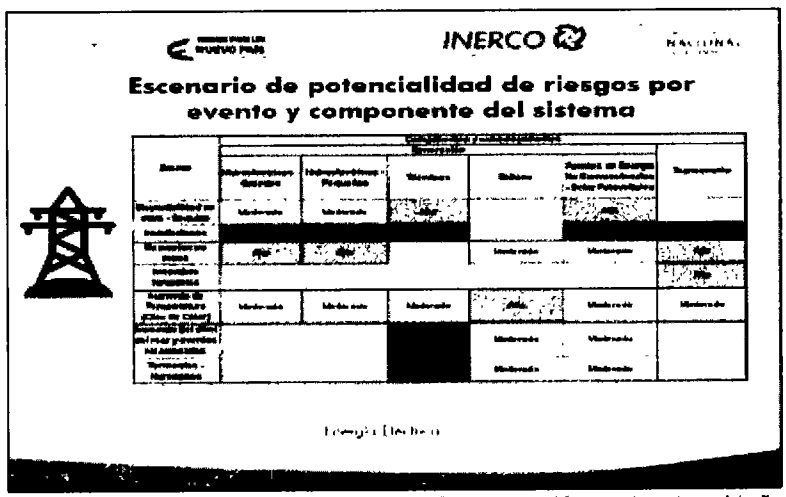
La Figura 17, presenta la intensidad y duración de los eventos de Oscilación del Sur El Niño (ENSO) desde el año 1980. Como se observa en esta gráfica, el evento que causó el racionamiento de energía en 1993, alcanzó una intensidad en el Índice Oceánico de El Niño (ONI) de 1,5 con una duración de 1 año, lo que impulsó un cambio radical en la estructura del mercado eléctrico, a través de las Leyes 142 y 143 de 1994 y la posterior adopción de las Obligaciones de Energía Firme (OEF). Los cambios generados por este nuevo marco normativo, ha permitido que el sector afronte eventos críticos de mayor magnitud (como el presenciado en 1997) y duración (como el sucedido en el año 2015 - 2016), lo que demuestra su fortaleza en la variable de resiliencia y por ende su baja vulnerabilidad ante estos eventos.

De igual modo, se debe considerar que el cambio climático, no sólo genera efectos sobre la precipitación y la temperatura, también los genera sobre la radiación (por efecto de nubosidad) y el régimen de vientos, además de generar amenazas asociadas a inundaciones, remoción en masa,

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

incendios forestales, olas de calor, aumento del nivel del mar, tormentas y huracanes, eventos que afectan a todas las tecnologías de generación, tal y como se observa en la Figura .

Figura 18 Efectos del cambio climático sobre las actividades generación y transmisión del sector eléctrico



Fuente: UT INERCO-UNAL taller "Presentación de resultados Preliminares PIGCC Sector Minero Energético" 15-12-2017

Los eventos considerados en el análisis generan riesgos con valoración moderada y alta para tecnologías de generación eólicas y solares, sin embargo, a diferencia de los estudios y análisis prospectivos que se tienen para precipitación y temperatura en el país, hoy no se tienen estudios sobre los efectos que tendría la variabilidad climática y el cambio climático sobre la radiación y el régimen de vientos, lo que incrementa la incertidumbre sobre la afectación futura de dichas tecnologías. Lo anterior, indica que acciones que sólo impulsen un tipo de tecnología, no reducirán los riesgos del sector, sino que distribuirán los riesgos en otras tecnologías. En todo caso, esto no necesariamente se reflejará en una disminución de la vulnerabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En consecuencia, la Memoria Justificativa desarrollada para el proyecto de decreto no presenta una justificación clara de porqué una medida como el establecimiento de lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación exclusivamente con FNCER, aporta a la gestión del cambio climático, tanto en mitigación como en adaptación.

En este sentido, respetuosamente se solicita que las acciones de mitigación y adaptación que planteé el Ministerio se valoren y discutan en el marco de los espacios generados para este fin, tales como, el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

D. DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con relación al objetivo asociado a la diversificación, de acuerdo con el Ministerio:

> *"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".*

Al respecto, estamos de acuerdo con lo planteado por el Ministerio, acerca de la importancia de tener una oferta energética diversa, objetivo que se logra reduciendo la dependencia de una sola fuente, no obstante, hay un error conceptual en la manera de entender la diversificación en el mercado colombiano, ya que se asume el mismo concepto de mercados de capacidad (principalmente térmicos) para extrapolar los ejercicios numéricos a un mercado de energía (predominantemente hidráulico) como el colombiano.

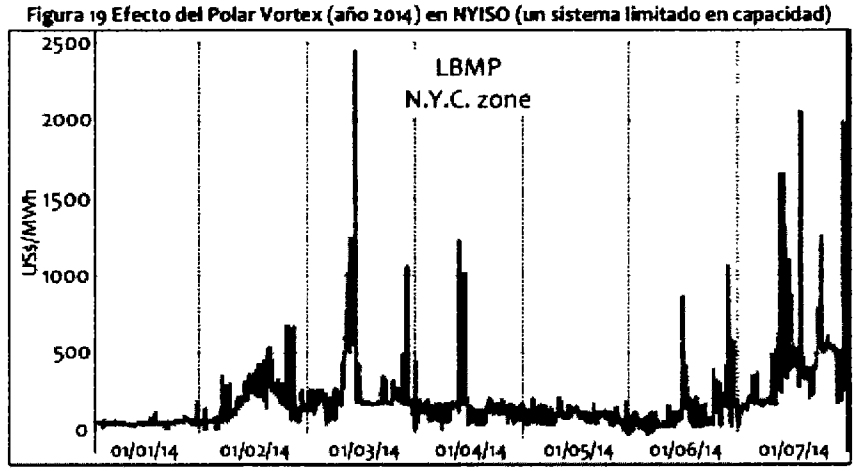
El objetivo clave de la diversificación está en **reducir la dependencia a una fuente de generación**, y los sistemas eléctricos dependen de una fuente de generación cuando están en momentos de escasez, no hay una dependencia a una fuente en momentos de abundancia. Por lo anterior, la diversificación en muchos mercados (Estados Unidos, Francia, Chile, México) se puede valorar en términos de capacidad instalada, ya que su dependencia radica en entregar la potencia suficiente en los consumos de punta. Visto desde el caso colombiano, la dependencia energética ocurre en momentos de hidrología crítica y por eso el concepto de diversificación se debe medir exclusivamente bajo el concepto de Energía Firme.

Como se observa en la Figura , en un sistema eléctrico limitado en potencia, los problemas de escasez ocurren porque no hay suficiente capacidad instalada disponible (MW) en un momento dado para suministrar la demanda (e.g. por la pérdida de dos centrales nucleares y/o una producción mínima de viento); agregando todas las horas, el sistema podría tener energía disponible suficiente para suministrar la demanda ese día (capacidad térmica de sobra en el valle), pero carece de capacidad instalada para suministrar todo lo requerido en la punta de demanda. En estos sistemas los periodos de escasez duran unas pocas horas, aunque en determinados eventos (e.g. *polar vortex* en los US), estos escenarios de escasez pueden presentarse con elevada frecuencia (e.g. una vez todos los días durante varios días consecutivos)[23].

[23] Tomado de Batlle 2017

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

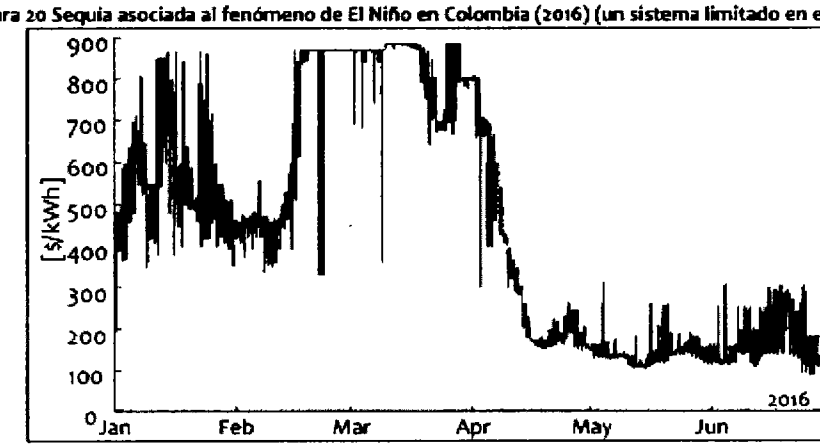
Figura 19 Efecto del Polar Vortex (año 2014) en NYISO (un sistema limitado en capacidad)



Fuente: Universidad de Comillas, 2017

Por el contrario, en un sistema limitado en energía como es el caso de Colombia, un escenario de racionamiento se produce por falta de energía disponible; el sistema podría suministrar la punta de demanda, pero no alcanzaría a suministrar la demanda en el resto de las horas del día/semana. La duración de los periodos de escasez en este segundo tipo de sistema es más sostenida en el tiempo y puede durar varios días, semanas o incluso meses.

Figura 20 Sequía asociada al fenómeno de El Niño en Colombia (2016) (un sistema limitado en energía)

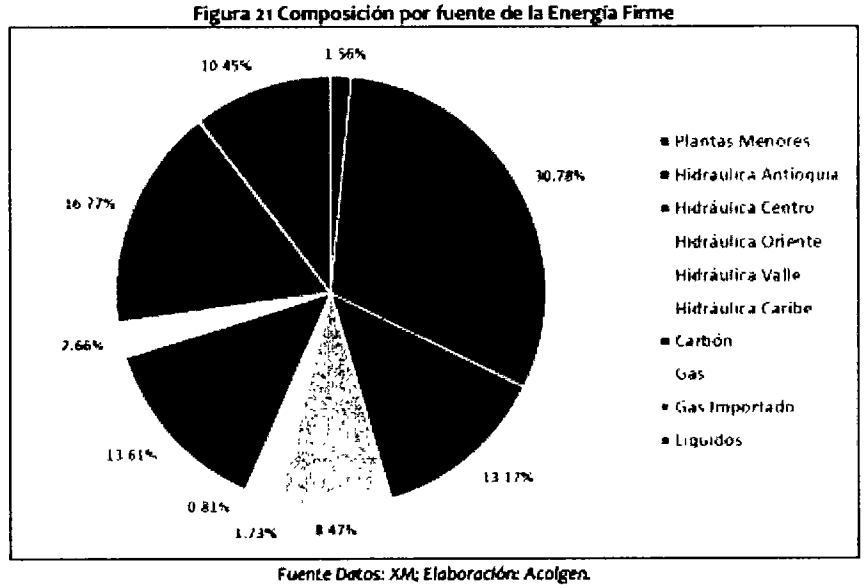


Fuente datos: XM.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Cuando la diversificación se mide en términos de energía firme por fuente energética, es importante considerar que dentro de las plantas térmicas existen diversas fuentes como el carbón, el gas y los combustibles líquidos, pero también que para las plantas hidráulicas existen diferentes cuencas[23] con diferentes regímenes hidrológicos que diversifican el riesgo climático entre sí. Con esto en cuenta, al realizar un ejercicio de diversificación acorde con la realidad energética del país a partir del año 2019 y conservador al considerar las regiones hidrológicas (agregando regímenes hidrológicos), se puede observar que tenemos una de las matrices eléctricas más diversificadas del mundo.

Figura 21 Composición por fuente de la Energía Firme



Fuente Datos: XM; Elaboración: Acolgen.

Al aplicar los indicadores de diversificación eléctrica propuestos por el Ministerio de Minas y Energía en la memoria justificativa; i) Índice de Shannon – Wiener (SWI) e ii) Índice de Herfindahl-Hirschman HHI, se encuentra que:

[23] IDEAM, 2014. Regionalización de Colombia según la Estacionalidad de la Precipitación Media Mensual, a través Análisis de Componentes Principales (ACP)

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

1. **Índice de Shannon**

$$H' = -\sum_{i=1}^{S} (p_i \times log_2 p_i)$$

S: Número de Especies (tipos de fuentes energéticas)
p_i: Proporción de individuos de la especie i respecto al total de individuos (es decir la abundancia relativa de la especie i)

Tabla 2 . Índice Shannon sin Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

	ENFICC		
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log2Pi
Plantas Menores	1,380	1.56%	-6.004
Hidráulica Antioquia	27,263	30.78%	-1.7
Hidráulica Centro	11,661	13.17%	-2.925
Hidráulica Oriente	7,498	8.47%	-3.562
Hidráulica Valle	1,530	1.73%	-5.855
Hidráulica Caribe	718	0.81%	-6.947
Carbón	12,053	13.61%	-2.877
Gas	2,353	2.66%	-5.234
Gas Importado	14,851	16.77%	-2.576
Líquidos	9,256	10.45%	-3.258
		Índice de Shannon (H')	2.764

De acuerdo con el índice Shannon, se considera que el valor resultante para la matriz de generación de energía eléctrica está en un valor normal entre 2 y 3, entendiendo que entre más alto el índice más diversificada la matriz y teniendo en cuenta que el valor deseable de acuerdo con la memoria justificativa del Ministerio es de 2, se puede determinar que el sistema colombiano está por encima de los valores deseables de diversificación de las matrices de generación (2.764).

Si el ejercicio anterior se complementa con la Respuesta a la Demanda[24] que durante el Fenómeno de El Niño pasado llegó a representar el 10% de recurso energético diario del país (pero asumiendo solo un 5% de firmeza 3.624 GWh-año) y las importaciones promedio logradas de Ecuador entre el 15 de febrero

[24] Los esquemas de respuesta a la demanda son unos de las NDC de Colombia y también son unos de los mandatos de la Ley 1715 de 2014, los cuales son más efectivos para tener menos emisiones durante periodos de Hidrología Crítica. Hoy está pendiente su reglamentación y su entrada al mercado no requiere de subastas ni de sobrecostos en infraestructura adicional para los usuarios.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

y el 14 de abril de 2016 (auge del Fenómeno de El Niño) que correspondieron a 3,41 GWh/día o aproximadamente 1.245 GWh/año, se obtiene un Índice de Shannon por fuente energética de casi 3, lo que significa una muy alta diversificación de la matriz de generación.

Tabla 3 Índice Shannon con Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	log2Pi
Plantas Menores	1,380	1.48%	-6.081
Hidráulica Antioquia	27,263	29.18%	-1.777
Hidráulica Centro	11,661	12.48%	-3.002
Hidráulica Oriente	7,498	8.03%	-3.639
Hidráulica Valle	1,530	1.64%	-5.932
Hidráulica Caribe	718	0.77%	-7.024
Respuesta a la Demanda	3,624	3.88%	-4.688
Ecuador	1,245	1.33%	-6.230
Carbón	12,053	12.90%	-2.955
Gas	2,353	2.52%	-5.311
Gas Importado	14,851	15.90%	-2.653
Líquidos	9,256	9.91%	-3.335
		Índice de Shannon (H')	**2.960**

2. **Índice de Herfindahl-Hirschman**

$$HHI = -\sum_{i=1}^{N} (p_i \times 100)^2$$

N: Número de fuentes energéticas
p_i: Proporción de Energía Firme (GWh-año) de la fuente i

Tabla 4 Índice Herfindahl-Hirschman sin Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

ENFICC			
Recurso Energético	(GWh-año)	Pi	Pi^2
Plantas Menores	1,380	1.56%	2.43
Hidráulica Antioquia	27,263	30.78%	947.61
Hidráulica Centro	11,661	13.17%	173.38
Hidráulica Oriente	7,498	8.47%	71.68

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Recurso Energético	ENFICC (GWh-año)	Pi	Pi^2
Hidráulica Valle	1,530	1.73%	2.99
Hidráulica Caribe	718	0.81%	0.66
Carbón	12,053	13.61%	185.22
Gas	2,353	2.66%	7.06
Gas Importado	14,851	16.77%	281.20
Líquidos	9,256	10.45%	109.23
Índice de Herfindahl-Hirschman			1781.45

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía el valor máximo para poder considerar que una matriz es diversificada se establece en 2.000. Como se puede observar de la Tabla 4 el valor obtenido es de 1.781, lo cual supera las expectativas de diversificación. Es importante reiterar que el concepto de diversificación en la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia se debe evaluar bajo el concepto de energía firme que es cuando realmente se depende de las fuentes energéticas (generalmente en fenómenos de El Niño) ya que en cualquier otro periodo no hay dependencia a ninguna fuente energética (no hay riesgo de desabastecimiento) y realizar un ejercicio de diversificación con generación real o capacidad instalada no refleja la real diversificación del riesgo de abastecimiento del país.

Tabla 5 Índice Herfindahl-Hirschman con Respuesta de la Demanda ni importaciones de energía de Ecuador

Recurso Energético	ENFICC (GWh-año)	Pi	log2Pi
Plantas Menores	1,380	1.48%	2.180
Hidráulica Antioquia	27,263	29.18%	851.430
Hidráulica Centro	11,661	12.48%	155.780
Hidráulica Oriente	7,498	8.03%	64.410
Hidráulica Valle	1,530	1.64%	2.680
Hidráulica Caribe	718	0.77%	0.590
Respuesta a la Demanda	3,624	3.88%	15.040
Ecuador	1,245	1.33%	1.780
Carbón	12,053	12.90%	166.420
Gas	2,353	2.52%	6.340
Gas Importado	14,851	15.90%	252.660
Líquidos	9,256	9.91%	98.140
Índice de Shannon (H')			1617.45

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

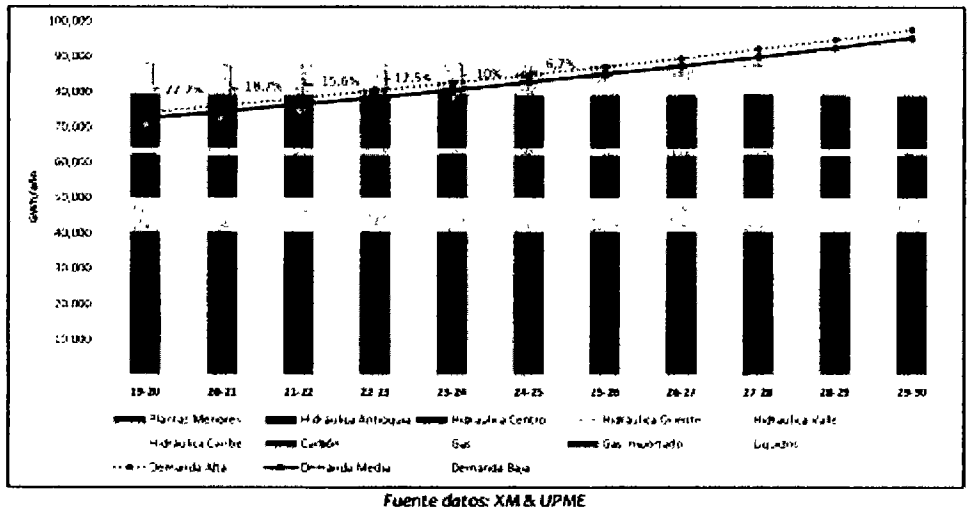
Al calcular el Índice de Herfindahl-Hirschman incluyendo la respuesta a la demanda y las eventuales importaciones de Ecuador, se tiene una concentración muy por debajo de los referentes citados por el Ministerio de Minas y Energía, para este índice en su Memoria Justificativa.

Por todo lo anterior, si uno de los conceptos de motivación del proyecto de decreto es la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica para reducir la dependencia a una fuente energética, que a su vez reduzca los riesgos de abastecimiento, se puede establecer que Colombia tiene una de las matrices de generación más diversificadas del mundo.

Al calcular adecuadamente la dependencia de las fuentes energéticas (en periodos críticos y bajo el concepto de Energía Firme), se puede determinar que tomar generación real o capacidad instalada son medidas que no permiten evaluar la dependencia real a una fuente energética y podría eventualmente ser visto como una falsa motivación del acto administrativo.

Ahora bien, al retomar el concepto de dependencia de una fuente energética el Ministerio no se puede sustraer del esquema de confiabilidad que tenemos y los excedentes de Energía Firme en el sistema, es decir, hasta el año 2029 el país tiene excedentes de ENFICC respecto a la energía media de la última proyección de demanda realizada por la UPME, lo cual ante una situación climática extrema, **reduciría** la dependencia a una fuente o planta de generación para abastecer a la demanda.

Figura 22 Balance de Energía Firme y Margen de reserva por Fuente Energética sin Respuesta a la Demanda

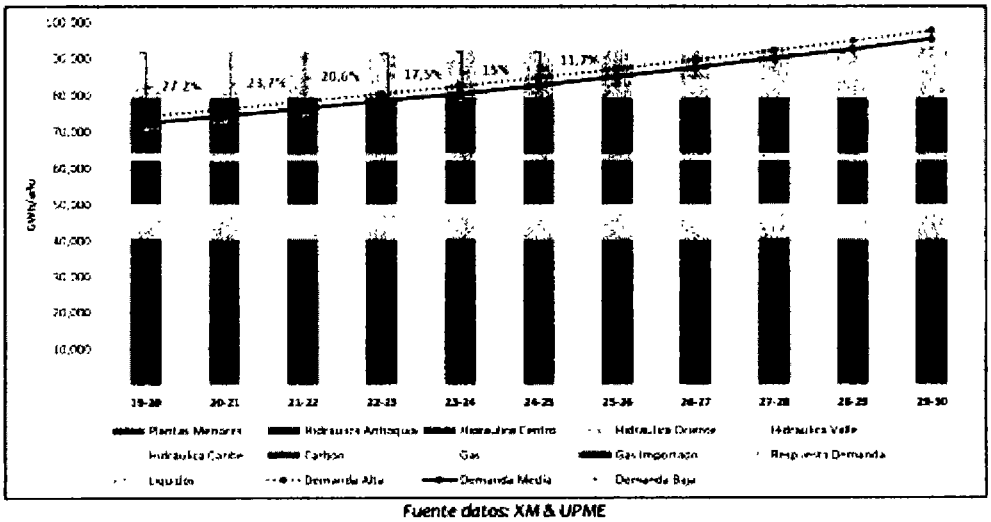


Fuente datos: XM & UPME

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Si se incluye la respuesta a la demanda (la cual está pendiente de revisión de condiciones y ENFICC para participar en el esquema de Cargo por Confiabilidad) que es una de las alternativas que mayor reducción de emisiones conlleva durante Fenómenos de El Niño, el margen de reserva de ENFICC lleva a reducir la dependencia a las fuentes energéticas hasta el año 2029.

Figura 23 Balance de Energía Firme y Margen de reserva por Fuente Energética con Respuesta a la Demanda



Fuente datos: XM & UPME

Tabla 6 Evaluación margen de reserva 2019 - 2030

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Margen de Reserva sin RD	22.21%	18.71%	15.55%	12.53%	9.95%	6.67%	3.75%	0.90%	-1.75%	-4.71%	-7.43%
Margen de Reserva CON RD	27.21%	23.71%	20.55%	17.53%	14.95%	11.67%	8.75%	5.90%	3.25%	0.29%	-2.43%

Fuente datos: XM & UPME

A propósito de los planteamientos del Ministerio referentes a "*La marcada dependencia del recurso hídrico implica que el sistema asume un alto riesgo cuando queda expuesto no solo a posibles eventos climáticos extremos*" se recalca que la dependencia se debe medir en términos de energía firme, de acuerdo con el IDEAM las plantas se encuentran en diferentes regímenes hidrológicos pero además es necesario recordar que en la Metodología de Cálculo ENFICC Hidráulica, tal y como está planteado en el esquema del Cargo por Confiabilidad, se basa en condiciones extremadamente secas sin considerar a cabalidad la capacidad de regulación de los embalses, es **función especialmente de la hidrología más crítica posible en una historia mínimo de 20 años**, realizando un estudio estadístico de las series

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

históricas de caudales de los ríos que aportan el recurso hídrico a las plantas ajustado con la capacidad de almacenamiento de los embalses.

La manera como es considerado el modelamiento de la planta en el modelo HIDENFICC, con ventana de un año (mayo – abril), ya es bastante conservadora en varios aspectos:

- Se calcula una Energía Firme individual. **El modelo no considera complementariedad hidrológica entre las diferentes plantas**. En este sentido, la suma de la ENFICC individual es inferior a la ENFICC agregada que tendría el grupo generador hidroeléctrico del país. **Los eventos secos para los diferentes ríos no se presentan simultáneamente**, por lo cual es posible demostrar que la determinación de la Energía Firme hidráulica basada en los aportes críticos históricos de cada central ofrece un factor de seguridad adicional al cubrimiento de la demanda, dado que se ignora la diversificación de riesgo que ofrece la complementariedad hidrológica de las diferentes plantas hidráulicas.

- El esquema de solución encadenado que hace el modelo subestima el aporte a la firmeza de los grandes embalses. **Los embalses no se tienen en cuenta porque la solución objetivo busca maximizar la producción desde la primera serie anual de caudales, con lo cual al llegar a la serie anual más crítica, el embalse inicial está en su nivel mínimo.**

En conclusión, una metodología como la empleada por la CREG para establecer la Energía Firme permite garantizar que las plantas estarán en capacidad de entregar esa generación, inclusive ante la presencia de una situación igual a la más severa de la historia. Esta energía no debería presentar variaciones a menos que se presenten condiciones peores a las que determinaron la Energía Firme, bajo el supuesto que los equipos mantienen sus condiciones técnicas. Del mismo modo, no habría ningún mecanismo técnico para soportar que la firmeza de las plantas hidráulicas deba ubicarse por debajo del nivel mínimo histórico.

En un sector con una matriz altamente diversificada y con un margen de reserva hasta el año 2026, parece que la adición de nueva capacidad solo llevaría a sobre instalación del parque de generación y a redundancias innecesarias de confiabilidad que deben ser asumidas por los usuarios o por los demás agentes del mercado. En consecuencia, contrario a lo escrito por el Ministerio no es claro cómo contribuiría la adición de nueva capacidad a la resiliencia, disminución de emisiones, ni al desarrollo sostenible del sector eléctrico.

E. IMPACTO ECONÓMICO

1. Según el documento Memoria Justificativa del Decreto, se plantea lo siguiente:

> ***"...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***

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

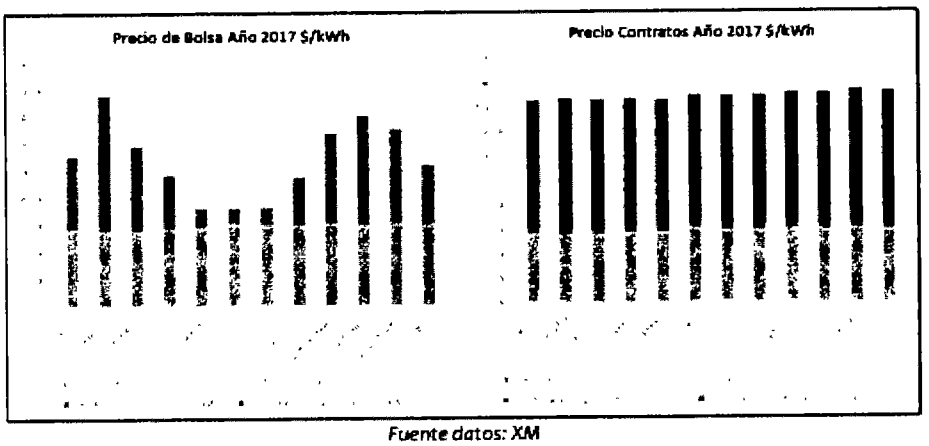
competencia, lo que resulta en una mayor eficiencia en la formación de precios de la energía eléctrica"

Con relación a lo anterior, se menciona que: Es necesario que con el Proyecto de Decreto se haga público el análisis de impacto en el mercado de energía y en la tarifa a los clientes del servicio de energía, porque es claro que, existe un impacto económico para las entidades del Gobierno Nacional, toda vez que los costos resultantes de la implementación de esta herramienta serán trasladados vía tarifa a los consumidores de energía, y en ese sentido la diferencia entre el cierre de la subasta con todas las tecnologías y considerando solo las FERNC tendrán un impacto (positivo o negativo) para la demanda regulada y consecuentemente al balance de Subsidios y Contribuciones.

2. El Documento plantea lo siguiente: ***"Se espera que dichos costos sean menores que los costos actuales del Mercado de Energía Mayorista colombiano"***, sin embargo, las cifras sobre las cuales se comparan los precios de Colombia son precios de subastas que no consideran estas características, puesto que:

   - Son subastas únicamente de energía, a las cuales debe adicionarse otros conceptos tales como el Cargo por Confiabilidad, las Transferencias del Sector Eléctrico (Ley 99 de 1993) y el FAZNI, para que sean comparables. Además, es importante mencionar que en Colombia el precio de bolsa y contratos incluyen la punta de carga del sistema (horas de la noche) mientras que las subastas presentadas por el Ministerio, tienen productos a la medida de cada tecnología (por ejemplo: para la energía solar obligaciones solo durante las horas del día que en Colombia son las horas de menores precios de bolsa). Por lo anterior, se solicita respetuosamente hacer comparables los datos antes de dar señales erradas del impacto económico y eventuales resultados de las subastas que pueden crear falsas expectativas de reducción de precios.

Figura 24 Composición del Precio de Bolsa y de Contratos en Colombia



Fuente datos: XM

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

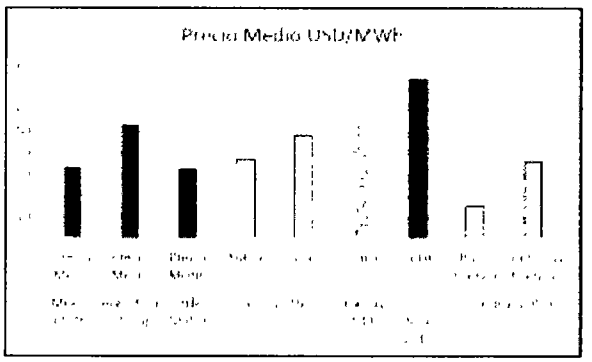
Tabla 7 Precios mensuales 2017 $/KWh

Mes	Precio Promedio Bolsa	Precio Promedio Contrato	CERE	FAZNI Precio	Ley 99 de 1993 Porcentaje	Precio de Bolsa solo Energía	Precio de Contratos solo Energía	TRM Promedio ($/USD)	Precio de Bolsa solo Energía [USD/MWh]	Precio de Contratos solo Energía [USD/MWh]
ENE	111.51	165.77	55.03	1.94	4.20	50.33	104.59	2,944.7	17.09	35.52
FEB	156.99	168.61	53.97	1.94	4.20	95.82	107.43	2,881.7	32.54	36.48
MAR	119.86	168.02	53.89	1.94	4.20	58.69	106.84	2,943.5	19.93	36.28
ABR	96.48	166.61	55.62	1.94	4.20	35.30	105.44	2,873.6	11.99	35.81
MAY	71.65	165.53	56.03	1.94	4.20	10.48	104.35	2,924.0	3.56	35.44
JUN	68.50	165.90	59.41	1.94	4.20	7.33	104.72	2,958.4	2.49	35.56
JUL	70.48	166.70	57.96	1.94	4.20	9.31	105.52	3,038.8	3.16	35.84
AGO	92.55	167.47	57.87	1.94	4.20	31.38	106.3	2,972.6	10.66	36.1
SEP	124.35	168.58	58.71	1.94	4.20	63.17	107.41	2,918.5	21.49	36.48
OCT	137.34	169.42	57.85	1.94	4.20	76.17	108.24	2,955.1	25.87	36.76
NOV	126.71	170.45	58.98	1.94	4.20	65.54	109.28	3,013.2	22.26	37.11
DIC	101.35	170.16	57.86	1.94	4.20	40.17	108.98	2,991.4	13.64	37.01
								PROMEDIO	15.39	36.20

Fuente: XM

En el Mercado Mayorista de Energía los contratos de largo plazo y las transacciones en la bolsa de energía incluyen otros conceptos, los cuales van a tener que seguir siendo liquidados sin importar la tecnología que los respalde. En este sentido, si se construye la tabla presentada por el Ministerio de Minas y Energía en la Memoria Justificativa (con información de solo energía), se encuentra que todas las subastas de Contratos de Largo Plazo cerraron muy por encima del Precio Promedio de Bolsa para el año 2017. En el caso del precio promedio de los contratos para el año 2017, solo México y Chile tienen precios parecidos al mercado colombiano, todas las demás subastas cerraron muy por encima del precio promedio.

Figura 25 Resultados subastas precio medio USD/MWh



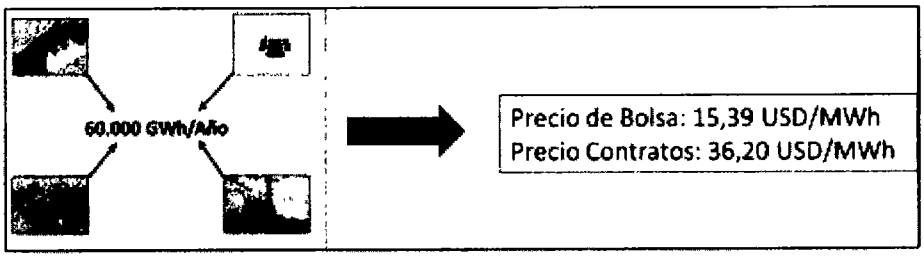
Fuente: Memoria Justificativa MME, XM, Banrep. Elaboración Acolgen.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

En este contexto, se solicita reevaluar los beneficios en precio para los usuarios si hoy los precios del mercado colombiano son inferiores a los resultados de las subastas presentadas y con productos que incluyen el pico de demanda diaria.

3. Se entiende además que el acto administrativo publicado por el Ministerio de Minas y Energía pretende limitar la competencia entre tecnologías, discriminando injustificadamente y en favor de los proyectos de Energía Renovable No convencional, para acceder a contratos de largo plazo que les den prelación respecto a las demás tecnologías del mercado y que les permite además atraer nueva capacidad en un momento de excedentes de energía firme en el sector eléctrico. Para el año 2017 el balance de recursos energéticos y la competencia abierta entre los mismos ha permitido tener un precio promedio en la bolsa de energía de 15,39 USD/MWh mientras que en los contratos el precio ha sido de 36,20 USD/MWh.

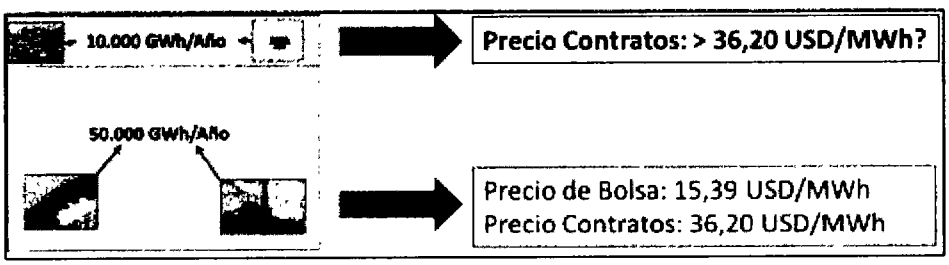
Figura 26 Situación actual (Competencia entre todas las tecnologías)



Elaboración: Acolgen.

Con el acto administrativo propuesto por el Ministerio, se segmentaria injustificadamente la oferta para asignar una parte del mercado exclusivamente a nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable, con lo cual la subasta podría cerrar por encima de los precios del mercado, una ineficiencia económica que sería pagada por los usuarios.

Figura 27 Propuesta del mecanismo definido en el Proyecto de Decreto



Elaboración: Acolgen.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Otro impacto económico que debe analizar el Ministerio de Minas y Energía es que, con la incorporación de nueva capacidad, incluirá en el mercado señales de sobre instalación, con lo que se esperarían despachos económicos en los cuales la tecnología que entraría a marginar sería principalmente el carbón, como consecuencia de la mayor introducción de energías con unos costos variables bajos. Adicionalmente, el mercado de contratos se hará más pequeño al segmentarse una parte del mercado para el esquema de contratos de largo plazo sin que existiera un crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Esta situación de intervención de precios vía cantidades hará que en el mediano plazo tanto los precios de bolsa como de los contratos que quieran suscribir los demás agentes sean más bajos, no por efecto de la mayor competitividad de las renovables sino por el efecto de sobre-instalación injustificada en el mercado (hacer una subasta para cualquier tecnología que lleve a empeñar una parte del mercado en el largo plazo al tiempo que sobre instale el sistema tendría el mismo efecto). Entendiendo que el carbón y las plantas hidráulicas son tecnologías que no pueden vivir exclusivamente del Cargo por Confiabilidad, sino que, además necesitan rentas de contratos o de bolsa, las cuales estarían deprimidas por la sobre-instalación inducida por el proyecto de decreto, se tendría entonces una insuficiencia financiera para algunas plantas en el sistema.

Figura 28 Ingresos de las diferentes fuentes de generación dadas sus características tecnológicas

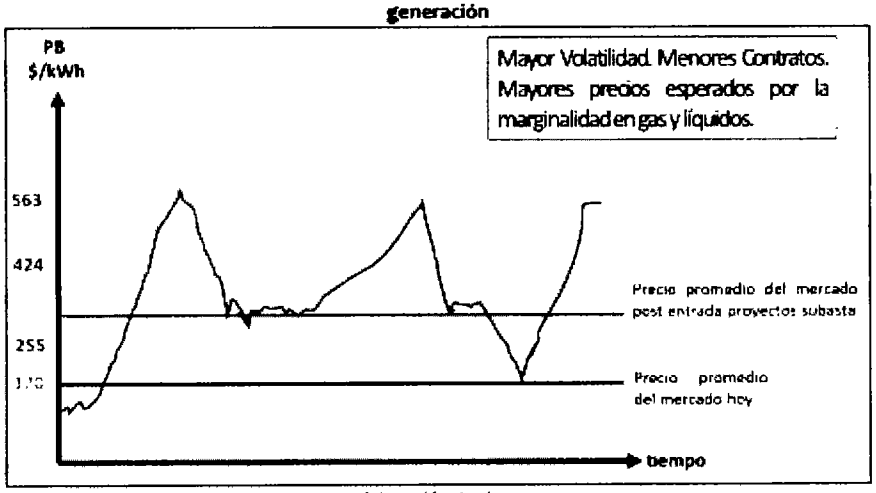
	Confiabilidad		Energía		
Ingreso Total (Generador) Costo Total (Demanda) =	**Cargo por Confiabilidad**	+	**Contratos**	+	**Bolsa**
Hidráulica	✓		✓		
ERNC	✗		✓		
Carbón	✓		✓		
Gas y Liquidos	✓		✗		

Elaboración: Acolgen.

Ante la evidente realidad de insuficiencia financiera, hay un escenario en el que antes de que las plantas a carbón comiencen a ser el marginal del sistema e incurrir en pérdidas económicas se retirarán del mercado, con lo cual el despacho económico estará marginando en gas y combustibles líquidos (tecnologías que si pueden vivir exclusivamente de los ingresos del Cargo por Confiabilidad) llevando a una volatilidad marcada del precio de bolsa, mayores riesgos de precio y mayores precios de los contratos, aunado a una mayor escasez contractual del mercado, que es el propósito contrario al buscado por el Ministerio de Minas y Energía.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 29 Impacto en el precio de Bolsa después si no se considera un crecimiento organizado del parque de generación



Elaboración: Acolgen.

Se sugiere al Ministerio de acuerdo con los lineamientos de la OCDE cuantificar el impacto que sobre cada una de las tecnologías tendría la segmentación de la oferta para asignar contratos exclusivamente a FNCER en momentos de excedentes de energía firme y los impactos que sobre los precios de bolsa, las tarifas, el balance de subsidios y contribuciones, la oferta contractual y la confiabilidad tendría la medida propuesta en el mediano plazo.

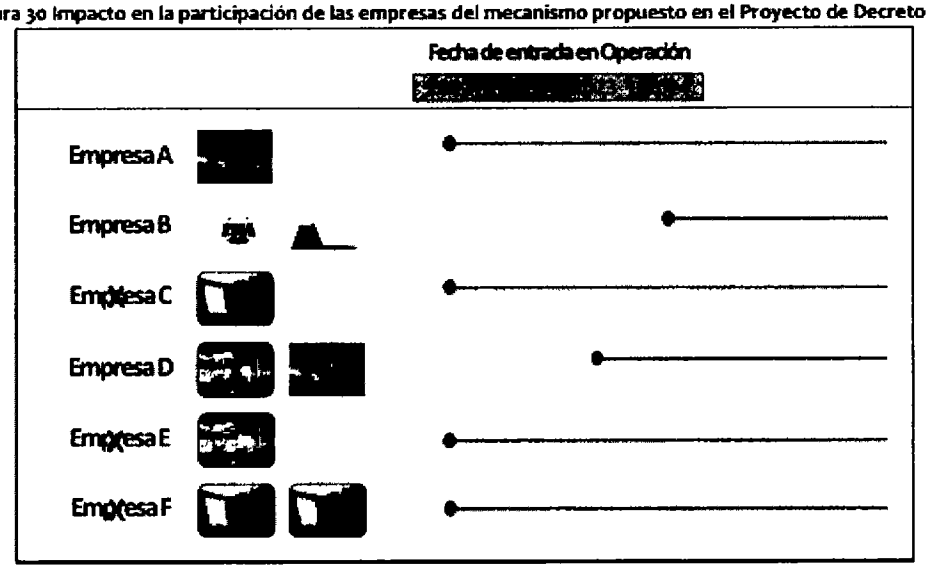
F. COMENTARIOS PARTICULARES AL PROYECTO DE DECRETO

1. En los considerandos del proyecto de decreto se establece que *"Con base en lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, donde aplicando las reglas allí previstas, la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia"*

   Al respecto, queremos respetuosamente requerir al Ministerio que solicite el concepto a la SIC, ya que tal como se mostró anteriormente, el acto administrativo tiene una alta incidencia en la libre competencia del sector eléctrico al limitar la participación de empresas y/o tecnologías que puedan entregar el producto energía en el largo plazo a los usuarios, llevando a restringir la participación únicamente a empresas con proyectos de Energía Renovable No convencionales.

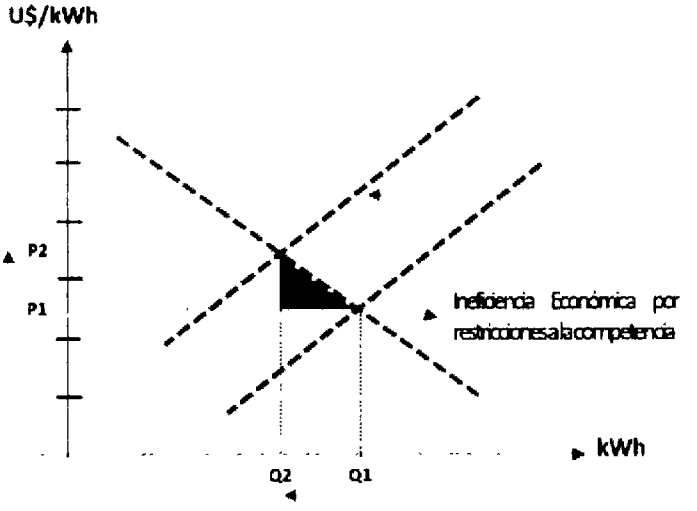
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 30 Impacto en la participación de las empresas del mecanismo propuesto en el Proyecto de Decreto



Elaboración: Acolgen

Figura 31 Impacto económico de mecanismo propuesto en el Proyecto de Decreto



Elaboración: Acolgen.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Esta situación está descrita en la **pregunta 1** y **pregunta 2** del cuestionario de la SIC para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios: 1) **¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes seleccionados?** y 2) **¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados?**

Si bien, la participación de los proyectos y/o empresas en el mecanismo de subasta propuesto debe ser revisada a la luz de la incidencia en la competencia, también deben ser revisados los efectos sobre la competencia en el mercado de contratos, ya que las plantas existentes no podrán competir en un segmento de este mercado.

2. En la página 5 de la memoria justificativa se presentan las emisiones históricas de CO2eq del sector de generación de energía eléctrica, concluyendo que dado que en los años 2013 al 2015 se tienen valores de emisiones que llevarían a superar el escenario BAU, se justifica el proyecto de Decreto para cumplir los compromisos de la COP 21.

   Al respecto, se reitera que tomar factores de emisiones o emisiones históricas anteriores al año 2016 llevaría a desconocer el aporte que en reducción de emisiones por kWh han dado proyectos hidráulicos y térmicos más eficientes tales como: El Quimbo, Carlos Lleras Restrepo, Cucuana, San Miguel, Bajo Tuluá, Bioenergy, El edén, El Molino, Hidromontañitas, Morro Azul, Tunjita, Proenca II, Alejandría, San Matías, Celsia Solar Yumbo, Tasajero 2, Gecelca 3, la planta de regasificación del Atlántico y que darán futuros proyectos como Ituango, Autogeneración con energía solar y la planta de regasificación del Pacífico, entre otros. Por lo cual sería impreciso lo anteriormente indicado para justificar un acto administrativo.

3. En la página 9 se realiza un ejercicio de diversificación de la matriz teniendo en cuenta la composición de la capacidad instalada. Frente a esto, se reitera que el sector eléctrico colombiano es un sistema limitado en energía y no en potencia, por lo que, la diversificación debe medirse en términos de energía firme.

4. En la página 12 el Ministerio hace la siguiente afirmación: "*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.*" Como se ha soportado a lo largo de todo el documento de comentarios, se sugiere al Ministerio evaluar la dependencia en términos de situaciones críticas de abastecimiento y ENFICC. Para el sector eléctrico colombiano no hay ningún riesgo de abastecimiento en situaciones normales o de abundancia hidrológica.

5. En la página 12 el Ministerio señala que: "*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*

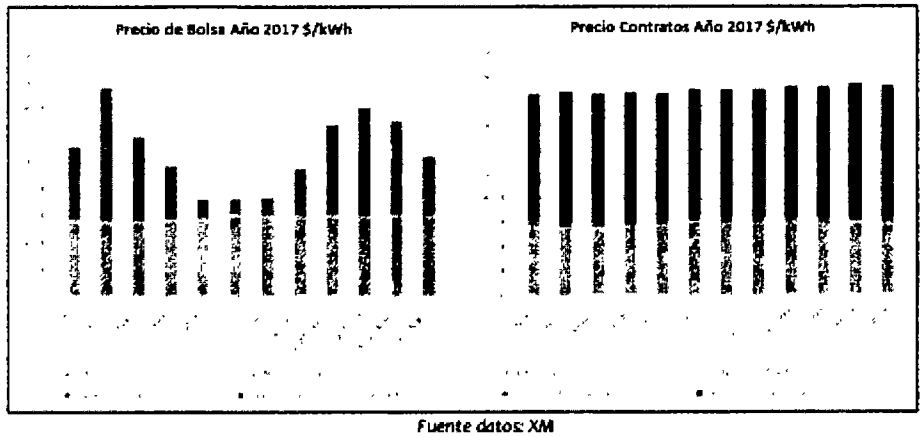
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

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 devastadores en la economía debido a sus altos costos de producción."

Dentro del análisis de alternativas que señalan las buenas prácticas de análisis de impacto regulatorio propuestas por la OCDE, se sugiere respetuosamente al Ministerio considerar y evaluar la introducción de esquemas de participación de la demanda, que sería una medida más efectiva en la medida de cumplir los objetivos de seguridad energética y resiliencia (diversificación tecnológica y espacial), reducción de emisiones de GEI y desarrollo sostenible con un costo de implementación muy bajo para el sector, ya que no implicaría la construcción de infraestructura redundante.

6. En la página 20 se presenta una tabla con los resultados de subastas en México, Argentina, Chile, Perú, Uruguay y Costa Rica, se entiende que los resultados presentados en la columna Precio Medio en USD/MWh expresan únicamente el concepto de energía, en algunos casos productos día (caso solar) mientras que en Colombia se compara con el precio de bolsa y contratos que incluyen la punta de carga del sistema (horas de la noche) y otros conceptos tales como Cargo por Confiabilidad, Transferencias del Sector Eléctrico (Ley 99 de 1993) y FAZNI. Se solicita respetuosamente hacer comparables los datos antes de dar señales erradas de impacto económico y eventuales resultados de las subastas que pueden crear falsas expectativas de reducción de precios.

Figura 32 Composición del Precio de Bolsa y de Contratos en Colombia

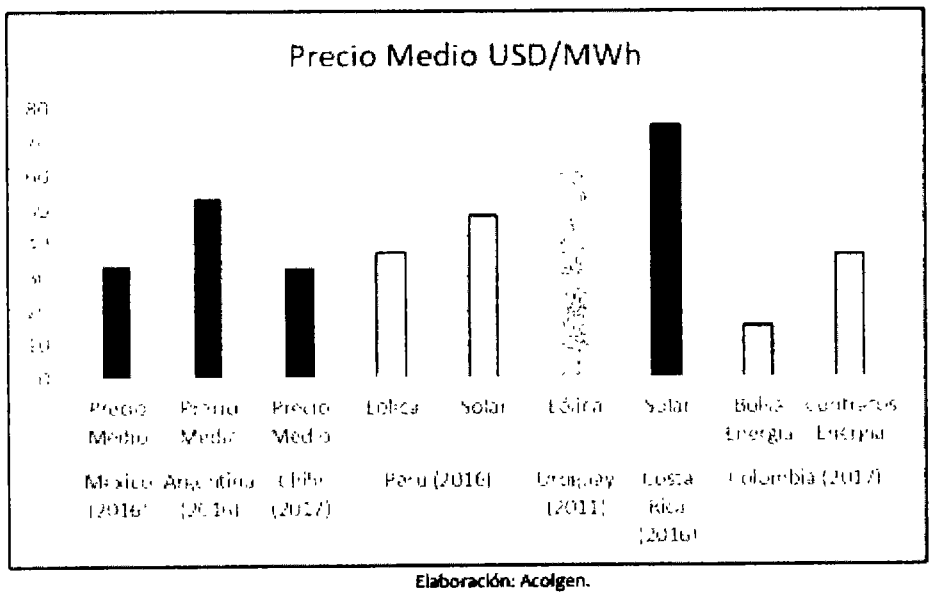


Fuente datos: XM

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

En el Mercado Mayorista de Energía los contratos de largo plazo y las transacciones en la bolsa de energía incluyen otros conceptos que se van a tener que seguir liquidando sin importar la tecnología que los respaldan. En este sentido, si se construye la tabla presentada por el Ministerio de Minas y Energía en la Memoria Justificativa, con información únicamente de energía, se encuentra que todas las subastas de Contratos de Largo Plazo cerraron muy por encima del Precio Promedio de Bolsa para el año 2017. En el caso del precio promedio de los contratos para el año 2017, solo México y Chile tienen precios parecidos al mercado colombiano, todas las demás subastas cerraron muy por encima del precio promedio.

Figura 33 Resultados subastas precio medio USD/MWh



Elaboración: Acolgen.

En este contexto, se solicita reevaluar los beneficios en precio para los usuarios si hoy los precios del mercado colombiano son inferiores a los resultados de las subastas presentadas y con productos que incluyen el pico de demanda diaria.

7. En la página 20 se señala que *el proyecto normativo tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al sustituir generación de energía convencionales fósiles como el carbón y el gas.* Al respecto, es importante que el Ministerio de Minas y Energía sea explícito y señale ¿Cuál sería la generación térmica a Carbón y Gas que sustituiría? y ¿Cuál sería el rol de los combustibles líquidos en la matriz de generación?

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

ANEXO C.

COMENTARIOS DE EXPERTOS Y ESTUDIOS SOBRE LAS SUBASTAS POR TECNOLOGÍA O MECANISMOS EXCLUSIVOS PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍAS RENOVABLES.

En el tema de mecanismos para la promoción de la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER se han realizado varios estudios por consultores de primer nivel y todos son coincidentes en la recomendación de desarrollar mecanismos donde el usuario obtenga la mayor eficiencia-precio resultante de la competencia entre todas las tecnologías (FNCER y convencionales).

a. Análisis CREG 2011

En el 2011, ad portas de realizar un segundo proceso de subasta del Cargo por Confiabilidad, la Comisión realizó un análisis del esquema estudiando la conveniencia de implementar subastas por tecnología publicado en el Documento CREG 068, concluyendo lo siguiente:

> *"(...) Dada la firmeza de las plantas que participan en el Cargo por Confiabilidad, las subastas por tecnología no cambiarían el nivel de firmeza del sistema, pero **sí afectarían el nivel de competitividad del esquema, al definir una segmentación del mercado de la confiabilidad por tecnología lo que les daría poder de mercado, que seguramente redundará en mayores costos para el sistema**(...) Por lo anterior, no se encuentra recomendable migra la subasta del Cargo por Confiabilidad a subastas por tecnología. Lo que se debe buscar es mayor participación de diferentes tecnologías, con su energía firme, en el Cargo pro Confiabilidad"*

b. Departamento Nacional de Planeación - Ernst & Young & Enersinc

En el 2016, Ernst & Young & Enersinc realizaron el estudio contratado por el Departamento Nacional de Planeación – DNP *"Realizar un análisis comparativo de los aspectos teóricos y prácticos de los mercados mayoristas de electricidad, en los países definidos por el DNP, con el fin de generar propuestas de política pública tendientes a la mejora del mercado mayorista de Colombia"* que tenía dentro de sus objetivos revisar propuestas y alternativas de incorporación de FNCER en el Mercado de Energía Mayorista. A continuación, se presentan algunas lecciones aprendidas de la experiencia internacional y recomendaciones de los expertos del mencionado documento:

> ***"La selección de políticas y diseño de incentivos de promoción de GER debe adecuarse a las condiciones reales del sistema** considerando el tipo de mercado, disponibilidad de recursos energéticos, perfil de riesgos y capacidad institucional y administrativa (...) No toda política que es efectiva y lleva a un aumento en la participación de la GER[25] es necesariamente costo-eficiente (costo por unidad de beneficio) y viceversa (...) **La coexistencia de distintas políticas e incentivos para la GER puede tener consecuencias no planeadas.** Es necesario analizar la interacción y*

[25] Hace referencia al concepto FNCER

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

compatibilidad entre distintos mecanismos de incentivo, y entre estos y las condiciones generales del mercado (...) El éxito de una política de promoción de GER en un país no asegura su replicabilidad en otro (...)"

"(...) Colombia ha desarrollado una serie de incentivos en materia fiscal especialmente mediante lo establecido en la Ley 1715 de 2014 para la generación con energías renovables no convencionales que representan una disminución en el costo final de generación para el productor".

"(...) ***existen barreras para la inversión en generación en Colombia que aplican tanto para la generación convencional como para las renovables*** *tales como los procesos de licenciamientos o consultas previas a las comunidades en las zonas en donde se pretende hacer el estudio".*

"(...) ***La disminución de costos de generación de energías renovables que se ha verificado en los últimos años a nivel internacional, indicaría que estas no dependen tanto de incentivos de precio y subsidios directos que pueden ser gravosos, ya sea asumido directamente por la demanda o indirectamente mediante aportes fiscales. En consecuencia, mecanismos que facilitan el acceso al mercado de energía en condiciones paritarias a la generación convencional pueden ser más efectivos, eficientes, equitativos y sostenibles en el tiempo para alcanzar mayor grado de participación, que la asignación de subvenciones o la definición de cuotas exógenas arbitrarias".***

"(...) el desarrollo regulatorio que se realice en materia de generación con renovables debería justificarse con base en las condiciones del mercado de energía Colombiano y los beneficios esperados por una mayor integración de generación de energías renovables. En ese sentido ***es importante considerar las características de la matriz de generación del mercado de energía mayorista, los principios de competencia y eficiencia*** *en que se basa la operación del mercado desde la reforma de los años 90, la toma de decisiones descentralizada y la orientación hacia mecanismos de mercado en lugar de mecanismos administrativos de control".*

"(...) ***no se identifica que el ambiental sea un driver preponderante para la incorporación de generación renovable en el mercado mayorista, y por tanto tampoco la necesidad de tener incentivos que busque obtener una cuota determinada de renovables".***

"(...) De lo anterior se desprende que la eficiencia económica puede ser un impulsor válido para la incorporación de generación renovable en el MEM, y que por tanto ***no es necesario tener esquemas de incentivo de precio o económicos para este fin, más allá de los incentivos fiscales ya establecidos en la Ley 1715 de 2014.*** *Lo que se requiere entonces son mecanismos competitivos donde la generación renovable pueda expresar su disponibilidad de venta de energía vis-a-vis la generación convencional, y cuente con mecanismos para mitigar sus riesgos".*

"(...) Lo anterior lleva a proponer ***una subasta de compra de energía de largo plazo, en la que puedan participar tanto generación renovable como convencional,*** *que sea compatible con los otros componentes del MEM. En particular esta subasta debe propender por mejorar la oferta en el mercado de contratos y estar coordinada con el mercado de confiabilidad (...) En consecuencia, el asignar contratos* ***"pague lo contratado"*** *permite encontrar un balance de riesgos entre las dos*

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

partes del contrato (...) El elemento central para promover el desarrollo de proyectos de generación renovable es proveer un mecanismo de contratación anticipada de largo plazo que apoye la financiación de los proyectos".

*"(...) **subastas competitivas de largo plazo (15 a 20 años) abiertas a todo tipo de tecnología** y convocadas a discreción del regulador para adjudicar contratos de compra de energía tipo "pague lo contratado" con inicio de vigencia futura. **En las subastas pueden participar plantas existentes y plantas nuevas con periodos de planeación iguales a los de las subastas de confiabilidad.** Los contratos a ser adjudicados son instrumentos de cubrimiento financiero y no tienen despacho físico, como los contratos bilaterales del MEM, pero para participar en la subasta se requiere tener respaldo de una planta de generación (por la relación con el mecanismo de confiabilidad)".*

Más adelante, en el 2017 la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó los resultados de los estudios realizados por Nils Von der Ferh, Luciano de Castro y David Harbord los cuales tenían como fin analizar el Mercado de Energía mayorista, específicamente propuestas de la Comisión como la correspondiente a crear un mecanismo particular que proporcionará incentivos a las FNCER.

c. ***Luciano Irineu de Castro -CREG***

"(...) Si los generadores por fuentes renovables pueden vender contratos por debajo del precio medio de bolsa, entonces no habría necesidad de crearles un mecanismo especial para ellos. *Es claro que su energía firme es baja y, por lo tanto, es posible que no lograren contratarla a un valor suficientemente alto para viabilizar el proyecto en subastas normales del cargo por confiabilidad. Sin embargo,* ***ellos podrían contractarse por el MOR, si este llega funcionar convenientemente, como es el objetivo de CREG".***

"(...) hay que pensar que la organización y realización de tales subastas supone un coste. De hecho, es bien posible que ese costo ya supere la ganancia de eficiencia que se podría alcanzar (que no estimo sea muy grande)".

"(...) Pienso que el mejor es que no se haga nada de especial para los renovables. No es claro si es necesario algo especial para las FNCER. En realidad, el mejor sería que se hicieran más estudios para determinar si hay mismo la necesidad de crear algo especial para las FNCER. En caso de haber, es necesario estudiar más a fondo la necesidad de hacerlo. El gran problema de crear algo específico para las FNCER es que en general, una vez creado un subsidio, es muy difícil extinguirlo. Así, son necesarios más estudios sobre esto".

"(...) La idea principal de las posiciones presentadas aquí es que CREG debe continuar su comprometimiento con soluciones de mercado y promoción de la competencia. Para eso, la iniciativa del MOR es una de las más importantes. Sin embargo, no debería la CREG intentar definir todo, pero apenas crear los incentivos correctos para para que los agentes mismo trabajen para crear las condiciones ideales, en el tiempo correcto. Así, la eficiencia será maximizada en el long run".

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

d. **David Harbord - CREG**

"No está claro que un precio de reserva establecido al precio promedio del mercado al contado sea suficiente para inducir la inversión en tecnologías nuevas, presumiblemente riesgosas y de mayor costo. ***Si lo fuera, no está claro por qué estas inversiones no se realizarían sin ningún incentivo o subsidio especial. Se deberá dar más consideración a este problema".***

"(...) Los generadores FNCER en Colombia sufren una desventaja financiera debido a sus muy bajos factores de capacidad, o ENFICCs. Existen razones económicas sólidas para adoptar una nueva metodología para calcular los ENFICC para estas tecnologías, y ***esto debe considerarse antes de que se implemente un sistema de subsidio".***

e. **Nils-Henrik m. Von Der Fehr - CREG**

"(...) Ninguno de estos productos propuestos por la CREG se deriva directamente de la característica distintiva de las tecnologías FNCER, a saber, su calidad "verde", una calidad por la que el gobierno colombiano está dispuesto a pagar. Por lo tanto, parece natural relacionar el producto renovable con el valor ecológico creado por la energía producida a partir de los recursos de FNCER, y ***de otra manera tratar estas tecnologías como cualquier otra tecnología; en particular, la generación renovable debería participar en los mercados, incl. mercados spot, contratos y energía firme, como cualquier otro tipo de generación. En otras palabras, la calidad ecológica de los FNCER no ofrece ningún argumento para pagar su energía a un precio garantizado".***

"(...) ***Toda la justificación del apoyo específico para FNCER es que la energía no es competitiva bajo los acuerdos actuales del mercado, es decir, que es más costosa que la energía de fuentes tradicionales.*** *Por lo tanto, puede ser difícil encontrar compradores para esta energía, incluso si se puede obtener en contratos a largo plazo a precios fijos (y los proveedores pueden transferir el precio a los consumidores regulados)".*

"(...) Además, aparte de su aspecto ecológico, no parece haber razones de peso para tratar la energía FNCER de forma diferente a otros tipos de energía; en particular, ***los generadores FNCER deben participar en los mercados en los mismos términos que cualquier otro generador.*** *Esto sugiere que los mecanismos para obtener inversiones en energías renovables deben apuntar a un estímulo adicional (elemento de prima o subsidio) que las energías renovables necesitan para ser competitivos con otros tipos de energía".*

Los mismos agentes interesados en el desarrollo de proyectos de generación FNCER en los estudios "*Mecanismos de apoyo a la expansión del parque de generación en el sistema eléctrico colombiano desarrollado*" por ACOLGEN y "*Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana*" desarrollado por Ernst & Young realizado para SER. En sus análisis resaltaron lo siguiente:

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

f. Carlos Batlle - Profesor del MIT y la Universidad de Comillas – ACOLGEN

"En general a la hora de diseñar toda intervención regulatoria en un contexto de mercado, destinada a abordar un fallo de mercado y a incrementar la eficiencia del mecanismo global, y especialmente en particular en todo mecanismo de apoyo a la seguridad de suministro del sistema eléctrico en cualquier plazo (e.g. mecanismos de capacidad, mecanismos de apoyo a la FNCER, contratación de reservas) es importante tener presente una serie de criterios básicos (...)

i) La forma más eficiente de gestionar el riesgo consiste en asignarlo a aquellos que más capacidad tienen de conocerlo y manejarlo,

*ii) **las señales económicas deben ser percibidas por los agentes en un mercado de la misma manera.** Las asimetrías de mercado injustificadas destruyen la competencia y llevan a soluciones altamente ineficientes. Esto afecta especialmente a las señales de precio en el corto plazo... **Debe por tanto evitarse diseñar caminos paralelos que segmenten el mercado,***

*iii) **La regulación debe tratar en todo caso de anticipar** las potenciales vías de evolución del negocio... La solución que se implante debe ser sólida no para las pequeñas cantidades que se pudieran instalar en el corto y medio plazo, sino para un eventual escenario en que esta penetración pudiera alcanzar un valor mucho más relevante del esperado,*

*iv) El diseño de las reglas debe buscar en todo caso estar específicamente adaptado a las peculiaridades del sistema en el que se implantan. Así por ejemplo, como se discute más adelante, **no puede diseñarse un mecanismo de capacidad ni uno de apoyo a la renovable de la misma manera en un sistema puramente térmico que en uno con un alto componente hidráulico.** Asimismo, las reglas no deben en ningún caso discriminar (ni favoreciendo ni perjudicando) de forma injustificada a unas tecnologías sobre otras cuando esto afecta a la eficiencia global del sistema*

*v) **No deben diseñarse reglas que innecesariamente afecten a los niveles de competencia del mercado.** De esta manera, debe evitarse toda medida que afecte a la transparencia del mercado, que incremente las barreras de entrada y de competencia de los agentes*

"(...) La incertidumbre de medio y largo plazo a la que están expuestos los inversores es de un orden de magnitud superior a la existente hace una década".

La FNCER como una tecnología más

*"Las razones previamente expuestas son fiel reflejo de que los problemas de financiación no se circunscriben a la FNCER. **Todas las alternativas disponibles para garantizar la seguridad del suministro en el futuro son inversiones altamente intensivas en capital** (no sólo las plantas de generación ahora llamadas convencionales, también los programas de gestión de la demanda con vocación de ser mantenidos en el tiempo). Por tanto, todas ellas están largamente expuestas a la incierta evolución futura de los precios del mercado de corto plazo".*

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

"El alto grado de madurez alcanzado por la FNCER (en especial la generación eólica, pero también la solar fotovoltaica y la biomasa), unido a la creciente consciencia de que nos encontramos ante un problema generalizado, están motivando la búsqueda de mecanismos para apoyar la expansión en cualquiera de las tecnologías ahora disponibles. Y en línea con lo expresado en la Ley 1753 de 2015[26], es de vital importancia que estos mecanismos, además de garantizar la fiabilidad del suministro de la manera más eficiente posible, respeten en la medida de lo posible las señales del mercado".

"Este último aspecto, la necesidad de que las tecnologías FNCER participen en el mercado en las mismas condiciones que el resto es en la actualidad de vital importancia. Así lo testifican las principales instituciones que rigen los sistemas eléctricos con mayor experiencia en la incorporación de estas tecnologías: la Comisión Europea, en su comunicación "Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020" establece que:

> *"Con el fin de incentivar la integración en el mercado de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, es importante que los beneficiarios vendan su electricidad directamente en el mercado y estén sujetos a las obligaciones de mercado".*

Y similares opiniones pueden encontrarse por ejemplo en los informes del Consejo de Reguladores de Energía Europeos[27], o en algunos de los proyectos de investigación más relevantes desarrollados en los últimos años[28].

g. **Ernst &Young -SER Colombia:**

"Se propone un mecanismo mediante el cual, los comercializadores-generadores y aquellos que representan la demanda puedan suscribir contratos de suministro a largo plazo, a través de un mecanismo centralizado y anónimo (...) La subasta está abierta para que los generadores interesados ofrezcan la energía con la que se pueden comprometer en un contrato de suministro a un plazo de 20 años y el precio al que están dispuestos a venderla".

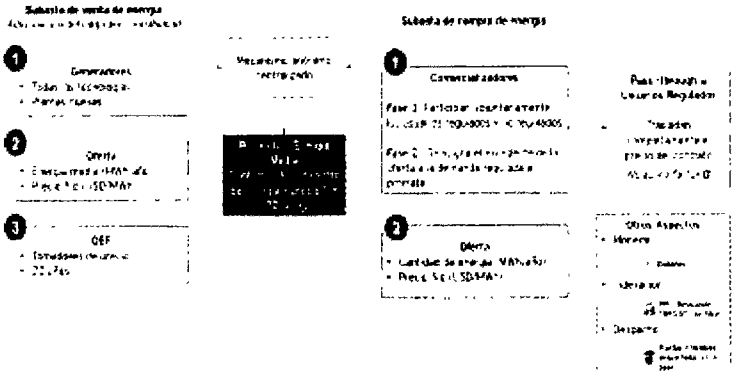
[26] Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018

[27] Council of European Energy Regulators, 2016. "Key support elements of RES in Europe. moving towards market integration", CEER report, C15-SDE-49-03, 16 January 2016.

[28] Ver por ejemplo Held, A. et al., 2014. "Best Practice Design Features for RES- E Support Schemes and Best Practice Methodologies to Determine Remuneration Levels." Project DIA-CORE, September 2014, o también MIT, 2015. Integration of Solar Generation in Wholesale Electricity Markets. In MIT Future of Solar Energy. An interdisciplinary MIT study, May 2015.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Figura 34 Aspectos generales del mecanismo propuesto



Fuente: Alternativas para la inclusión de FNCER, EY, SER

4.4.1. Participantes de la subasta

*"Por una parte, **atendiendo el principio económico de la formación de precio en un ambiente de competencia**, que establece que entre mayor sea la oferta, menor debería ser el precio, lo lógico sería promover la participación de la mayor cantidad de oferta posible, **esto se lograría si la subasta se hace para todo tipo de tecnologías, no exclusivamente para FNCER**, en este caso solo aquellas que sean más competitivas bajo estas reglas, serán adjudicadas con los contratos de energía media. **Por lo cual se sugiere que sea una subasta abierta a todo tipo de tecnología, pero con el limitante de que sean plantas nuevas".***

"La participación de plantas existentes en la subasta puede ser percibida como una amenaza para la entrada de nueva generación**, y para el caso, con FNCER, lo cual iría en contravía con el objetivo del mecanismo, sin embargo, la experiencia internacional ha demostrado que el marco regulatorio apropiado, incluso en estas circunstancias, **las FNCER resultan ser muy competitivas y los precios que se han obtenido en estos casos han sido sorpresivamente bajos".

*"De acuerdo con la preocupación que deja ver el regulador sobre si deben o no competir en igualdad de condiciones cada una de las tecnologías, y teniendo en cuenta lo que ha sucedido en otros países, **consideramos que lo más apropiado sería que la participación desde el punto de vista de la oferta esté abierta a todos los proyectos nuevos, sin discriminación alguna de las tecnologías, eso sí asegurándose que el resultado final implique un mínimo de inclusión de las FNCER".***

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

h. *Informe Misión de Crecimiento Verde*

Recientemente, el DNP publicó el Informe No. 1 Diagnóstico de la oferta de energía en Colombia desarrollado por Enersinc, el cual concluye que la Ley 1715 de 2014 se expidió en consonancia con las Leyes 142 y 143 de 1994, es decir, bajo un enfoque de mercado competitivo y de eficiencia y que, desde el punto de vista económico, es necesaria la coordinación de las acciones y la totalización de las metas correspondientes a todos los subsectores consumidores de energía primaria para obtener un mejor resultado de reducción de emisiones a nivel con esfuerzos articulados y acciones transversales que involucran el lado de la demanda y la oferta. A continuación, algunos elementos del informe que consideramos pertinente resaltar:

"el grado de desarrollo del mercado de energía y su reglamentación, con respecto al acceso a la capacidad de transmisión y la operación técnica y comercial, son percibidos como una plataforma sólida para la inversión en generación por el sector privado, incluyendo las energías renovables no convencionales (...) De lo anterior, se deduce que ***existen condiciones propicias para el desarrollo de proyectos de FNCER en el país y su integración al mercado de energía".***

"(...) el reporte de IEA también indica que cada vez más el mecanismo de subasta acompañado con esquemas de contratación de largo plazo es lo que se está utilizando en muchos países, alejándose de esquemas altamente subsidiados de la década pasada; en esta línea ***Colombia debería aprovechar esta reducción de costos a escala internacional para facilitar esquemas de mercado competitivos, con subastas y contratación de largo plazo que permitieran una mayor penetración de las FNCER".***

"(...) Por su parte, las leyes 142 y 143 de 1994 sentaron las bases para la prestación del servicio público de energía eléctrica y el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, propendiendo por ***el manejo eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país.*** *En general, la ley 697 de 2001 y la ley 1715 de 2014 se expidieron en armonía con las leyes 142 y 143 de 1994,* ***con un enfoque de eficiencia y competitividad en el abastecimiento de energía, utilizando instrumentos fiscales y de financiación junto con desarrollos regulatorios para incentivar una mayor participación de las FNCER".***

"(...) Como se observa, ***la Ley 1715 de 2014 se expidió en consonancia con las Leyes 142 y 143 de 1994, es decir, bajo un enfoque de mercado competitivo y de eficiencia,*** *formulando instrumentos fiscales y de financiamiento como mecanismos de incentivo, junto con desarrollos regulatorios para promover la participación de las FNCER en el mercado de energía".*

"(...) Un factor fundamental es que la integración de la generación de FNCER en los sistemas eléctricos no solo depende del costo de generación... es importante señalar que en la medida que se presente una mayor penetración de generación renovable no convencional en el sistema debe estudiarse el impacto en el equilibrio económico del mercado y cómo afecta los precios de la energía que pagarán los usuarios finales. Así, por un lado, la generación renovable, con costos variables mínimos tenderá a reducir el precio spot en varios períodos, beneficiando a la demanda,

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

y afectando negativamente a la generación convencional a través de menores expectativas de ingresos por ventas de energía. Esto a su vez hace que dichas plantas, que también se requieren para garantizar la confiabilidad del suministro, necesiten una mayor remuneración por firmeza, aumenten sus ofertas de energía firme y se incrementen los costos de cargo por confiabilidad, en tal caso impactando negativamente la demanda. En algún punto deberá encontrarse un equilibrio que minimice el costo total de suministro de energía para la demanda, considerando inversión, operación, transmisión, integración y firmeza de la misma".

"(...) En el escenario BAU, las emisiones totalizadas de los principales sectores de consumo de energía primaria (Transporte + Industrial + Residencial + Producción de Electricidad) alcanza los 102.72 Mtons de CO_2, por lo tanto, la meta del 20% para energía, con las acciones del gobierno, consiste en producir emisiones menores o iguales a 82.18 MTons de CO_2 en 2030 ***Dado que las metas de reducción de emisiones para el Acuerdo de París integran todos los sectores del país, se debe trabajar con una meta integrada para los sistemas que consumen energía primaria, para lograr una única estrategia armonizada, en vez de utilizar metas y acciones separadas: unas para producción de energía eléctrica y otras para transporte.*** *En ese sentido, parece lógico* ***direccionar los esfuerzos del sector energía en la penetración de FNCER hacia la reducción de demanda de combustibles originada por el sector transporte, priorizando las estrategias de este sector y armonizándolas con el eléctrico,*** *debido a la fuerte relación que sostienen en el largo plazo".*

"(...) La penetración de las FNCER consiste en una optimización del costo-beneficio de todo un sistema integrado de producción y consumo de muchas fuentes y usos finales de energía, del cual, ellas son un nuevo componente. ***Una estrategia o política para incrementar la penetración de las FNCER sin articulación con el resto del sistema, con el único fin de reducir las emisiones de CO_2, puede resultar costosa para la demanda, o en su defecto, riesgosa para los potenciales inversionistas".***

"(...) se pueden encontrar acciones que tienen un alto impacto para la penetración de las FNCER y que están encaminadas a facilitar la entrada eficiente de estas tecnologías sin intervenir fuertemente la competencia del mercado o sobre-instalar el parque de generación sin un beneficio económico neto para la demanda".

"(...) Desde el punto de vista económico, una de las principales acciones, que será objeto de estudio en los siguientes entregables, es la implementación de subastas físicas para la casación de nueva demanda y nueva oferta, que formen contratos bilaterales de largo plazo. Por ejemplo, el distrito u operador de una flota de buses urbanos eléctricos que demandará 50 GWh/año de energía eléctrica, podría apalancar la entrada de FNCER a través de contratos de largo plazo y al mismo tiempo garantizar un precio estable durante la vida útil de la flota".

"(...) Una de las conclusiones más importantes de las cifras y las proyecciones de escenarios consiste en la ***coordinación de las acciones y la totalización de las metas correspondientes a todos los subsectores consumidores de energía primaria. Esta integración permite que se obtenga un***

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

mejor resultado de reducción de emisiones a nivel con esfuerzos articulados y acciones transversales que involucran el lado de la demanda y la oferta. *El sector transporte, como mayor consumidor de energía fósil en el país, y con regulación e impuestos a nivel distrital y nacional representa un reto importante para la armonización de las acciones para la reducción de las FNCER en Colombia."*

acolgen

ANEXO D.

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN LA IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO

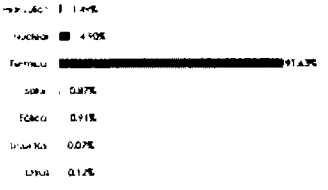
MAPA MUNDIAL - ESTADO LIBERALIZACIÓN MERCADOS DE ENERGIA [1]

EXPERIENCIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTRATOS A LARGO PLAZO

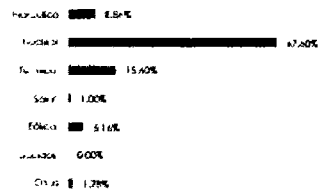
Como se podrá observar en el siguiente comparativo, los contratos de largo plazo como mecanismo de expansión tienen principalmente dos finalidades, a saber:

1. Facilitar la introducción de una meta específica para renovables en aquellas matrices características por su predominancia de **generación térmica**- Cabe resaltar que la matriz de generación de energía eléctrica de Colombia es predominantemente hidráulica, lo que la caracteriza como muy limpia, con relación a las emisiones de gases efecto invernadero.
2. **Dar señales de inversión en mercados con poca institucionalidad.** Al respecto, es importante resaltar que la fortaleza de la institucionalidad y la competencia han permitido la inversión privada de más de USD 10.000 millones en el país.

Adicionalmente, la implementación de subsidios, esquemas diferenciales o segmentación del mercado no es garantía de una mayor participación en términos de capacidad instalada de la matriz de generación eléctrica. En efecto, países como Suecia que no ha implementado esquemas *Feed-in tariff* o contratos de largo plazo para renovables a gran escala tiene una mayor incorporación de FNCER y mayor participación en términos de capacidad de la matriz de generación que países como Perú, Francia, Brasil, Sudáfrica, que han implementado metas y/o subastas de contratos de largo plazo por tecnología. De hecho, Países como Noruega y Suecia comparables con Colombia nunca han implementado este tipo de mecanismos.

País	% Recurso en Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Sudáfrica Matriz [2]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• En 2009, el Regulador Nacional de Energía de Sudáfrica (NERSA) aprobó el primer esquema de tarifas de energía renovable (REFIT) del país, para reducir la participación térmica. La REFIT imponía una obligación a Eskom (empresa de servicios públicos de Sudáfrica) de comprar la producción de generadores independientes de energía renovable calificados a precios predeterminados basados en el costo nivelado de la electricidad. [3] • En 2011, el Departamento de Energía de Sudáfrica revisó su estrategia de energía renovable, pasando del sistema de remuneración REFIT a un proceso de adquisición basado en la competencia de precios. NERSA validó el cambio a un proceso de licitación competitiva por subasta. [3] • Contrario a Colombia que actualmente tiene un margen de reserva superior al 20%, el objetivo clave para el desarrollo de la política y programa REIPP (se explica adelante) consistía en aumentar el margen de reserva de generación eléctrica del 1% (2014) al 19% en 2019 y reducir la dependencia a los combustibles fósiles. • Renewable Energy Independent Power Procurement Program (REIPP), se lanzó en 2011, eliminando el programa REFIT, buscando asignar 3625 MW en cinco rondas de subastas y aumentar inversión extranjera. [3] Cabe resaltar que el funcionamiento de esta subasta se da bajo un "esquema centralizado" toda vez que la adquisición de los IPP debe cumplir con: o El cumplimiento de Plan integral IRP. la adquisición de energía adicional renovable, carbon, gas y capacidad de cogeneración del sector privado, se realiza de acuerdo con la capacidad asignada a las energías renovables

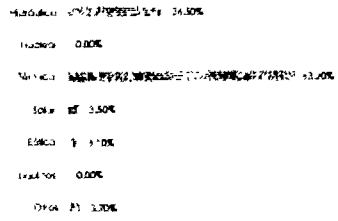
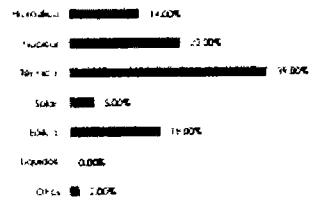
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Recursos Matriz generación	Estructura Mercado	Política Largo Plazo Proyectos Renovables
Francia Matriz [4]		Mercado mayorista + competencia minorista	y la generación no renovable en el Plan de recursos integrados (IRP). El IRP contempla una meta a 2019 de 10 MW de nueva capacidad instalada, de los cuales 5000 MW son renovables en operación y 2000 MW en renovables contratados. o Dar preferencia por la ubicación de una planta que contribuye a la estabilización de la red y mitiga las pérdidas de transmisión. o Dar preferencia por una tecnología y ubicación de planta que contribuya al desarrollo económico local. • Con el primer programa Feed in Tariff (FIT) el gobierno buscaba aumentar participación renovable con la intención de reducir emisiones. En 2005 se asignaron los primeros contratos a 15 y a 20 años para tecnologías de generación renovable. [5] • Considerando la madurez de las nuevas tecnologías el gobierno reemplazó el mecanismo por el "mecanismo compensación" que eliminó los contratos para plantas a gran escala, pero mantuvo subsidios para instalaciones a pequeña escala. [6] • La estrategia del gobierno se ha mantenido paralelamente con subastas de renovables que pretende incrementar la participación de estas fuentes en un 30%. La última subasta se propuso para 500 MW de generación solar. [7] • Por petición de la unión Europea de intensificar la competencia y acelerar la disminución de las ayudas públicas mediante las licitaciones conjuntas de las tecnologías eólica y solar, en el 2017 el Gobierno
India Matriz [8]		Monopolio regulado verticalmente integrado	• En 2010, India inauguró su programa de energía solar "JNN Solar Mission" buscando reducir emisiones. Este programa tuvo como objetivo instalar 20 GW de energía solar para 2022. La primera fase de este programa propuso 1000 MW, mediante el pago de una tarifa fijada por la Comisión Reguladora de la Electricidad Central (CERC) de la India. La nueva revisión ajustó el programa considerando 100 GW para 2022. [9] • El período de FIT para la mayoría de las tecnologías de energía renovable se estableció a 13 años, extendiéndose a 35 años en el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas (por debajo de 5 MW) y a 25 años para energía solar fotovoltaica y solar térmica. [10]

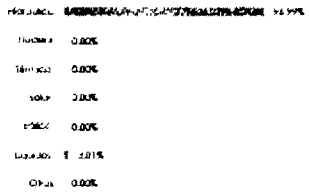
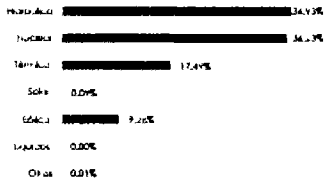
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	Matriz de Generación	Estado del Mercado	Política a Largo Plazo para Energías Renovables
Perú Matriz [11]	Hidroeléctrica [illegible] 46.80% Nuclear 0.00% Térmica [illegible] 50.70% Solar 0.50% Eólica [illegible] 1.00% Biomasa 0.00% Otras 0.00%	Mercado mayorista	• Con base en el sistema de subastas implementado por el gobierno en el Decreto 1002 de 2008, el país adopto un mecanismo que estableció que las tarifas garantizadas a largo plazo para la electricidad proveniente de fuentes de energía renovables se deben subastar semestralmente. La medida atiende a reducción de emisiones y de energía térmica. Los (Purchase Power Agreement) PPA se conceden entre 20 y 30 años. La tarifa garantizada, denominada en USD, se cubre mediante ventas de electricidad en el mercado spot (y el mercado de capacidad, si corresponde) complementado, segun sea necesario, con una prima. [12]. • Desde 2009, Perú ha llevado a cabo 4 rondas de subastas de energía renovable para la generación conectada a la red eléctrica y para la electrificación fuera de la red que ha asignado más de 2000 MW para FNCER y más de 2500 MW a recurso hídrico. [12]
Portugal Matriz [13]	Hidroeléctrica 17.40% Nuclear 0.00% Térmica 52.10% Solar 1.40% Eólica 23.00% Biomasa 0.00% Otras 5.10%	Mercado mayorista + competencia minorista	• En Portugal, el régimen FIT para las plantas industriales aplica únicamente a las instalaciones de energía renovable que se registraron hasta noviembre de 2012, fecha en que entró en vigor el DL 225-B / 2012. [14] • En 2012 entró en vigencia el "Unique Regime for Small Production" (UPP) y Self Consumptions Units (UPAC). Las UPP pueden tener una capacidad instalada de hasta 250 kW, mientras que las UPAC pueden tener una capacidad instalada de entre 200 W y más de 1 MW. Las dos medidas para integrar solar a pequeña escala. [15] • El gobierno mencionó que los subsidios para grandes plantas terminarán gradualmente a medida que los contratos comiencen a expirar en 2017-2018. Las tecnologías de energía renovable se han vuelto más rentables y la inversión en muchos proyectos ya ha dado sus frutos. [15]
Brasil Matriz [11]	Hidroeléctrica [illegible] 85.80% Nuclear [illegible] 2.74% Térmica [illegible] 16.84% Solar 0.01% Eólica [illegible] 5.79% Biomasa 0.00% Otras [illegible]	Mercado mayorista	• El país en 2002 tuvo como primer mecanismo el PROINFA, "Programa de Incentivos para energía alternativa" como una propuesta de incrementar la participación de renovables en la matriz. Los contratos asignados eran por 20 años para generacion hidroeléctrica, biomasa y eolica, para incluir 3000MW al sistema. El programa fue cancelado por problemas de costos y retraso de proyectos. [16] • Considerando esto, Brasil desde 2005 opto por realizar subastas separadas por tecnología que han asignado más de 31GW de nueva capacidad. De los cuales más del 40% es generación Hidroeléctrica. [17]. Recordemos que Brasil durante el año 2014 sufrió uno de los peores racionamientos de energía eléctrica de su historia consecuencia de su planeación centralizada y no de mercado como la de Colombia.

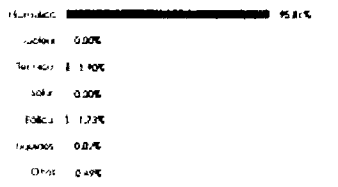
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Recursos Matriz Contratada	Estructura Mercado	Partidas Largo Plazo Proyectos Renovables
Chile Matriz [17]		Mercado mayorista	• En el 2017, el Gobierno Brasileño colocó en consulta un proyecto de reforma al sector electrico donde una de las principales premisas es la necesidad de garantizar de la competencia y liberalización del mercado dejando atrás el esquema de despacho centralizado. • Una coyuntura clave para el sector energético chileno llegó en 2008. La crisis del suministro de gas, originada en Argentina, provocó una reevaluación del esquema de inversión en infraestructura de energía del país, así como importantes cambios regulatorios para fomentar la diversificación de la matriz energética. [18] • En respuesta a esto, en 2008 el país con la ley 20.257 estableció, que para el año 2025 el 20% de la matriz debía ser de energía renovable, con el fin de reducir la dependencia de firmeza internacional aunado a el interés de aumentar robustez del sistema. A partir de este momento empezó la propuesta de mecanismos de integración por medio de subastas. [18] • Los mecanismos de subastas han sido parte importante de esta transición que, en el año 2016, asignaron 40% de la capacidad total a proyectos eólicos y solares. La naturaleza de competencia en las subastas ha reducido los costos y aumentado la inversión [19]
España Matriz [20]		Mercado mayorista + competencia minorista	• El decreto real 661 de 2007 instauró el régimen especial para productores de energía renovable que consistía en un FIT o un Premium Paid para proyectos renovables: la medida buscaba reducir emisiones y reducir componente termico. El mecanismo asignó contratos a largo plazo: 25 años para solares e hidráulicos, 20 años para eólicos y 15 para biomasa. [21] • En 2012, los subsidios fueron eliminados para energías renovables considerando el aumento significativo de las tarifas (las más altas de Europa). Los cobros iban directamente a los usuarios a través de un "*componente regulado del precio de la electricidad*". [22] • Esto resultó en la completa paralisis de nuevos desarrollos y una situación de considerable incertidumbre con respecto al futuro de las energías renovables en España. [22]

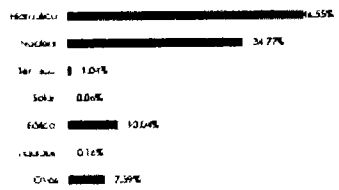
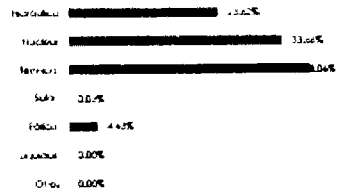
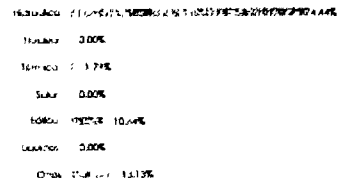
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Renovables y Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Zambia Matriz [23]		Separación de actividades + IPPs	• El gobierno a través de "Scaling Solar" del Banco Mundial, asignó contratos de largo plazo a través de subastas a proyectos de generacion renovable. El mecanismo ha sido impulsado principalmente, debido a la necesidad de proveer energía a más del 80% de población que aún no cuenta con ese servicio. [24] • Las dos rondas de subastas han asignado más de 73 MW de energía solar. [24] • El gobierno en su estrategia de aumento de generación a zonas rurales, implemento igualmente un esquema tarifario de aportacion de energia renovable de 20 MW (REFIT), destinado a acelerar las inversiones privadas en proyectos de energía renovable a pequeña y mediana escala. [25]
Filipinas Matriz [26]		Mercado mayorista + competencia minorista	• La alta dependencia de líquidos fósiles importados que se ve representado en retos considerables a la seguridad energética del país, ha impulsado la necesidad de incrementar el aporte de renovables en el país. [27] • Con esto en mente, en 2011 el gobierno se propuso la meta ambiciosa de incluir 15.304 MW renovables a 2030 con el fin de cubrir más de la mitad de su demanda con fuentes renovables. [27] • En 2012 y con la meta propuesta, se instauró el mecanismo FIT para energía renovable, por medio de contratos de energía mayores a 12 años. Los costos del programa, se ven reflejados en un cargo a los usuarios denominada FIT-ALL. [28] • En 2014, el límite de capacidad FIT para la energía solar fotovoltaica aumentó de 50 MW a 500 MW. [28]
Suiza Matriz [29]		Mercado mayorista + competencia minorista	• Desde mayo de 2008, La EnG otorga a los productores de electricidad de fuentes de energía renovables beneficios por FITs para un periodo de hasta 25 años. La cantidad de fondos varía según la tecnologia utilizada y la capacidad instalada de la planta. [30] • Los usuarios pagan una tarifa FIT base y pueden elegir pagar una tarifa "verde" adicional, propuesta para invertir en energía renovable. [31] • Considerando la madurez de la tecnologia solar y eólica, las tarifas FIT se revisan para cada nuevo proyecto de generación. [32] • En respuesta al evento del reactor nuclear Fukushima, en 2011 el gobierno planteó una nueva estrategia energética, con el interés de aumentar la participación de renovables y reducir la nuclear. Incluyo subsidios impositivos a las instalaciones de pequeña escala solares. [33]

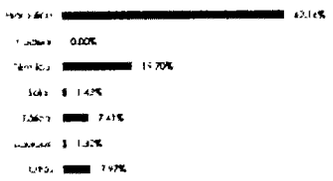
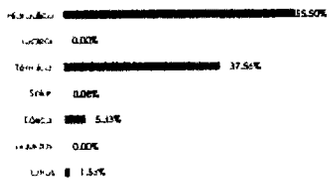
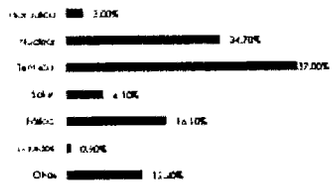
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Recurso en Matriz Generación	Modelo de Mercado	Política a Largo Plazo Proyectos Renovables
Egipto Matriz [34]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• En un interés de reducir la participación térmica y de líquidos y aumentar la capacidad de generación. El Gobierno en 2014 lanzó un esquema FIT para proyectos solares y eólicos, garantizando tarifas fijas por 25 años. El mecanismo no solo buscaba aumentar renovables sino incentivar la inversión extranjera en expansión de generación. El país propuso la meta de generar 20% con fuentes renovables para 2020. En total integrar 4.3 GW (1.3GW Solar, 2.0GW Eólico, 1.0 GW otros). [35] • El modelo FIT ha presentado limitantes desde la primera fase, dado que el gobierno dictaminó que el 15% del financiamiento de proyectos deberían provenir de bancos nacionales. Lo que limitó la asignación de proyectos dada la baja en la confianza de la moneda local. [35] • Sumado a lo anterior, se presenta la necesidad de garantías para que el gobierno pueda cumplir con los pagos fijados en USD que dan viabilidad a los proyectos. Hasta la fecha, menos de 100 MW han obtenido beneficios de FIT. [36]
Italia Matriz [37]		Mercado mayorista + competencia minorista	• El país determinó la necesidad de descarbonización del sector energético y propuso la meta de generar 50% con fuentes renovables para el 2030. [38] • Desde 2005 se han desarrollo 5 rondas del esquema "Conto Energía", un mecanismo FIT a 20 años, propuesto para proyectos a pequeña y gran escala solar que ha asignado más de 18.000 MW. [39] • De forma paralela, el gobierno ha instaurado mecanismos "tariffa onnicomprensiva", "Ritiro dedicato", de integración para otras fuentes renovables, que hasta la fecha han asignado tarifas fijas a más de 5.000 MW por medio de contratos a 15 años. [39] • La política de FIT ha sido ampliamente criticada, dado los altos costos que ha representado para los usuarios, situación que ha llevado al gobierno a establecer reformas afectando las inversiones. [40]
Noruega Matriz [41]		Mercado mayorista + competencia minorista	• El país tiene como política principal un sistema de certificado de electricidad verde que comparte con Suecia. Los certificados solo aplican para plantas menores a 1 MW. [42] • Actualmente, solo alrededor de una octava parte de toda la electricidad generada por energía fotovoltaica, recibe certificados de electricidad verde, ya que solo el excedente de electricidad exportada recibe certificados. [43] • **No han implementado esquemas Feed-in tariff o contratos de largo plazo para renovables a gran escala.**

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	Estructura Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Suecia Matriz [44]		Mercado mayorista + competencia minorista	• Suecia planteó la meta de 100% generación a 2040. Soportada por mecanismos de inversión que pretenden gradualmente reemplazar los reactores nucleares que están con una vida útil para ser reemplazados. [45] • El país tiene una política renovable más ambiciosa que ofrece un subsidio de capital directo para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, que cubre el 35% del costo de instalación dependiendo el costo total del proyecto. [45] • Comparte mercado de certificados con Noruega, política que propuso extender hasta 2030. [45] • **No han implementado esquemas Feed-in tariff o contratos de largo plazo para renovables a gran escala.**
Finlandia Matriz [46]		Mercado mayorista + competencia minorista	• La estrategia "Finish government 2020", busca aumentar la participación de las energías renovables en el consumo final total del 28% en 2010 al 38% en 2020, y alcanzar 6TWh de generación de energía eólica para 2020 ademas de 22 TWh de astilla de madera que se utiliza como combustible, para 2020. [47] • El esquema FIT que se propuso para nuevas plantas eólicas, biogás y de astilla de madera, funciona como un mecanismo de asignación (máx 12 años), que considera el precio objetivo menos el precio promedio de mercado de tres meses de la electricidad. [47] • Desde el 24 de noviembre de 2016, en su estrategia energética y climática el gobierno anuncio su interés de establecer subastas neutrales para renovables que asignen 2TWh, como una medida de transición para reducir la política de subsidios actual. [48]
Costa Rica Matriz [51]		Mercado mayorista	• La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica (ARESEP), ha propuesto FIT para proyectos fotovoltaicos con capacidades que van de 1 MW a 20 MW. El interés principal está en seguir la tendencia de expansión en base a fuentes renovables. [49] • Al igual ha establecido disposiciones que garantizan la compra directa de electricidad mediante PPA (proyectos <20 MW) principalmente de fuentes de generación solar. [50]

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Renovables Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Austria Matriz [51]		Mercado mayorista + competencia minorista	• El país en 2012 adoptó mecanismos FITs para proyectos de generación solar, eólico, hidráulica y biomasa, en un intento de incrementar su nivel de penetración de energía renovable. [52] • Mecanismos paralelos de subsidios que otorgan porcentajes sobre la inversión de hasta 30%, para proyectos hidráulicos de pequeña y mediana escala. Se han propuesto subsidios de inversión para proyectos solares residenciales y de generación distribuida que aportan hasta un 40% de la inversión en costos de instalación. [53]
Nueva Zelanda Matriz [54]		Mercado mayorista + competencia minorista	• La política del gobierno está enfocada en mitigar sustancialmente emisiones de carbono, la meta desde 2017 es reducir un 1% anual hasta 2021. [55] • Actualmente existen PPAs para instalaciones solares residenciales. [55] • **No existen políticas de Feed-in tariff para generadores de energía renovable a gran escala.**
Alemania Matriz [56]		Mercado mayorista + competencia minorista	• Alemania ha sido un precursor en la promocion de energías renovables en la ultima década, con la meta de lograr una participación de la energía renovable en la producción bruta de energía del 35% para 2020 y del 80% para 2050. [56] • El elemento central del EEG son los esquemas (FIT), específicos de la tecnología que garantizan compras de energía verde a precios fijos durante periodos más largos. Los FIT se combinan con la obligación de los operadores del sistema de proporcionar conexión a la red eléctrica y de dar prioridad a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. [56] • La expansión masiva de la energía renovable llevó al aumento drastico de los pagos de subsidios. Como consecuencia, el recargo EEG en los hogares en las facturas de electricidad, superó los 6 centimos de €/kWh, equivalentes a un 25% por encima del promedio del precio de la electricidad de los hogares en Alemania. • A partir del 2016-2017, **Alemania puso fin a las primas** y las sustituyó por subastas de compra de energía renovable. Este año se celebrará la segunda subasta de energía renovable offshore por otros 1.550 MW, más los 60 MW no otorgados en esta primera licitación.

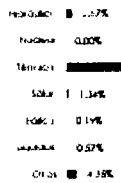
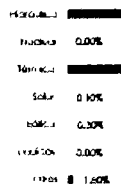
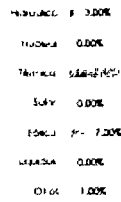
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Participación Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Emiratos Árabes – Dubái Matriz [57]	Hidroeléctrica 0.00% Nuclear 0.00% Térmica 100.00% Solar 0.00% Eólica 0.00% Biomasa 0.00% Otros 0.00%	Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• Siguiendo los objetivos del Plan 2021 de Dubai y la estrategia de energía integrada de Dubai 2030, para elevar el uso de energía renovable en la combinación energética del Emirato al 7% para 2020 y al 15% para 2030. Se propuso la iniciativa de Shams Dubai, que permitirá a los usuarios, inyectar excedentes de electricidad a la red y le dará crédito al usuario final con energía, por lo que esencialmente le permite reducir las facturas de electricidad. [57] • El país hasta el momento ha tenido una política de integración de renovables en función a subastas por tecnología, que hasta la fecha han asignado mas de 1000 MW. [57]
Argentina Matriz [11]	Hidroeléctrica [illegible] 23.06% Nuclear [illegible] 4.73% Térmica [illegible] 67.30% Solar 0.0.% Eólica 0.58% Biomasa 0.00% Otros 0.33%	Mercado mayorista	• La escasez de recurso hídrico y de disponibilidad de generación térmica, que trajo la crisis de generación en el país motivó a la creación de fondos como el FONINVEMEM, para incentivar la entrada de plantas de energía firme al país. El esquema de integración ha funcionado a partir de mecanismos de subastas térmicas. [58] • Para aumentar la generación de energía, el gobierno argentino implementó el programa RenovAr para desarrollar el sector de energía renovable. RenovAr comenzó su primera ronda con una subasta para agregar 1.000MW de energía renovable a la red (600MW de energía eólica, 300MW de energía solar, 65MW de biomasa, 20MW de pequeñas represas y 15MW de biogás). La propuesta propendía reducir la alta dependencia térmica del país. [59] • En 2017, se propuso dos subastas de energía térmica que adjudicaron 5GW y se realizó la segunda ronda del programa RenovAr 2.0 mediante una subasta de energía renovable que adjudicó 1.4GW. [59] • El país con la reforma de 2011, estableció los objetivos máximos de generación de fósiles para el año 2024, 2035 y 2050. Objetivos de energía: 65% de la generacion de fósiles para 2024; 60% para 2035 y 50% para 2050. [60]
México Matriz [11]	Hidroeléctrica 9.49% 11.10% Nuclear > 4.00% Térmica [illegible] 61.70% Solar 0.00% Eólica 0.10% Biomasa 0.00% Otros [illegible]	Mercado mayorista	• La meta de reducir sustancialmente la participación de energía termica en la matriz llevó a México a realizar subastas por tecnología que han asignado mas de 3000 MW en nuevas fuentes renovables. [61] • El gobierno ha querido igualmente ampliar su programa de IPP con el fin de incluir más proyectos de energía renovable, con la postura de que no es necesario establecer FIT cuando una licitación internacional produce resultados de inversión favorables. [62]

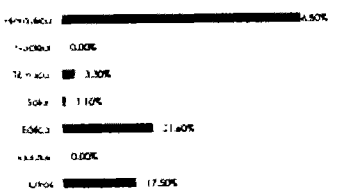
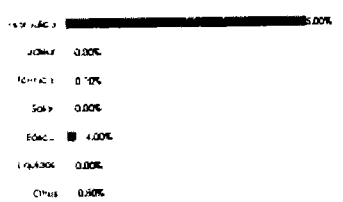
Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Recursos a Matriz de Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Tecnologías Renovables
Emiratos Árabes – Abu Dhabi Matriz [63]	Hidroeléctrica 0.00% Térmica 100.00% Solar 0.00% Eólica 0.00% Otras 0.00%	Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• Actualmente existe una tendencia para incrementar el despliegue de energías renovables con un aumento de las inversiones en la región, con el fin de mejorar la seguridad e independencia energética y promover beneficios sociales y económicos a largo plazo. [64] • El país con la meta de reducir la dependencia térmica, realizo subastas por tecnología para incrementar la participación de renovables. Hasta la fecha ha integrado más de 300 MW en contratos a largo plazo. [61]
Nicaragua Matriz [11]	Térmica 15.80% Eólica 47.40% Otras 5.30%	Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• La política del país ha estado encaminada a incrementar el cubrimiento del servicio de energía, dado que actualmente más de 1.000.000 de nicaragüenses aun no cuentan este servicio. [65] • El proyecto "PERZA" fue implementado por el gobierno nicaragüense como parte de su estrategia nacional de electrificación rural, con el objetivo de aumentar la tasa nacional de electrificación del 60% en 2002 al 90% en 2012. [66] • El proyecto apoyó la preparación de la Ley 532 de Promoción de Energías Renovables. En 2005, dicha ley entró en vigencia e implementó varios mecanismos de incentivo para las RE: exención de impuestos, pago de aranceles aduaneros e impuestos al valor agregado (IVA), así como FITs. [66]
Japón Matriz [69]	Hidroeléctrica 5.00% Térmica 50.00% Solar 1.50% Eólica 1.50% Otras 0.00%	Mercado mayorista + competencia minorista	• El esquema de Feed-in-Tariff comenzó a partir de julio de 2012, reemplazando el RPS (Renewable Portfolio Standar). Las compañías de energía eléctrica están obligadas a comprar electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable, en un contrato de período fijo a un precio fijo. El costo de la compra lo pagan los usuarios de electricidad en forma de un recargo equivalente a nivel nacional y las compañías de energía eléctrica pagan una parte del costo (la cantidad equivalente al costo de generación que podrían evitar pagar comprando electricidad renovable a los productores). El precio de compra se reexamina y publica cada año. [70] • Como resultado de las revisiones, se redujo el precio de la energía solar fotovoltaica y se crearon algunas categorías nuevas para la energía eólica, la hidráulica y la biomasa [70]

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Tailandia Matriz [71]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• La política renovable en el país estuvo fuertemente impulsada por el evento de la planta nuclear Fukushima que dio partida para disminuir drásticamente el uso de energía nuclear en el portafolio energetico • El país con el interés de aumentar la participación de renovables y reducir la dependencia térmica ha desarrollado varios mecanismos de integración, dentro de los que se incluye apoyo impositivo, FIT y FIT Premium. [72] • El objetivo del plan premium de FIT, es apoyar el despliegue de energías renovables en el país. La meta es agregar 20 GW de grandes instalaciones solares para 2021. [73]
Ecuador Matriz [11]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• Desde 2011 el país implementó un mecanismo de integración renovable con FIT en el intento de reducir emisiones y aumentar la seguridad energética [74] • El 21 de junio de 2013 entró en vigor un nuevo plan de tarifas reguladas para proyectos de energía renovable que reemplaza el mecanismo FIT anterior, que expiró en Ecuador el 31 de diciembre de 2012. Tecnologías elegibles: eólica, solar termica, marea marina, biomasa, biogás, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Los contratos de FIT, se otorgan por un período de 15 años. [75] • Los niveles de FIT se diferencian entre las tecnologías y la ubicación de los proyectos, entre el Ecuador continental y las Islas Galápagos. En términos de acceso a la red, se menciona que la electricidad generada a partir de instalaciones renovables tiene un despacho prioritario. [75]
Canadá – Alberta Matriz [76]		Mercado mayorista	• Con la intención de reducir emisiones e incrementar la participación de energía renovable al sistema (30%), el gobierno lanzo el programa "Renewable Electricity Program" en 2017, que pretende integrar 5000 MW de energía renovable a 2030. [77] • La primera ronda del mecanismo se llevó a cabo en diciembre de 2017 y asigno 600MW de energía eólica con fecha de entrada en 2019. El precio de la subasta fue de $37/MWh. [78] • Otra de las propuestas que ha adoptado el gobierno, es dar una transición a un mercado de capacidad, que busca incrementar la estabilidad de los precios, mantener la competencia del mercado e integrar innovación y disciplina de costos. [79]

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

País	% Recursos Matriz Generación	Estructura Mercado	Políticas Largo Plazo Proyectos Renovables
Uruguay Matriz [79]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• Parte fundamental del crecimiento de energías renovables se dio debido a la crisis energetica que sufrió Argentina en 2001. Argentina, dada sus características, era el soporte de energía firme para el país, sin embargo, considerando la indisponibilidad de generación, el país tuvo que buscar cubrir su demanda y problemas de respaldo, no obstante, dada los altos costos de liquidos se busco expansión a partir de fuentes de energía renovables. [80] • En el año 2007 se realizó la primera licitación para 20 MW de eólica, 20 MW de biomasa y 20 MW de Minihidro. La subasta se adjudicaba al menor precio y se aseguraba contratos de compra de energía durante 20 años. [81] • Para el 2010 y ante los buenos resultados de las experiencias realizadas, se lanzo una nueva subasta de tres parques eólicos de 50 MW cada uno también con contratos de compra de energía a 20 años. Este mismo mecanismo se repitió en 2011. [81] • El Decreto No.133 / 013, estipula los términos del Acuerdo de Compra de Energía (PPA) entre la Empresa Nacional de Electricidad (UTE) y los generadores de electricidad que producen energía solar fotovoltaica. El mismo, estableció una subasta de 206MW para plantas solares fotovoltaicas que varían entre 500kW y 50MW cada una. El decreto establece tres tramos de acuerdo con el tamaño de la planta: (1): 500kW-1MW; (2) 1-5MW, y (3) 5-50MW, con una capacidad total máxima para ser instalada por tramo de 1MW, 5MW y 200MW respectivamente. [81]
Canadá – Quebec Matriz [82]		Empresa de servicios públicos integrado verticalmente + IPPs	• El gobierno de Quebec propuso un mecanismo en 2012 de incentivo de generación solar a pequeña escala. Con el programa Programme d'aide a l'installation d'équipements solaires opérationnels (PAIESO), ofrece un subsidio de hasta 50% de los costos de instalación de paneles solares. La medida está dirigida a usuarios residenciales e industriales en zonas no interconectadas del sistema de trasmisión que actualmente queman líquidos fósiles para generar energía. [83] • **No tiene programa de incentivos o contratos de largo plazo para renovables.**

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

BIBLIOGRAFÍA

[1] IEA, «Re-Powering Markets "Market design and regulation during the transition to low-carbon power system",» 2016. [En línea]. Available: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf.

[2] IEA, «South Africa: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=SouthAfric&product=electricityandheat.

[3] IEA, «South Africa: Renewable Energy Feed-in Tariff (REFIT),» 2011. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/southafrica/name-24547-en.php.

[4] RTE, «Monthly electrical energy overview,» 2017. [En línea]. Available: http://www.rte-france.com/sites/default/files/apercu_energie_elec_2017_11_an.pdf.

[5] IEA, «France: Renewable Energy Feed-in Tariffs (III),» 2016. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/france/name-24112-en.php.

[6] RES, «Feed-in tariff (Tarif d'achat),» 2017. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarif-dachat/lastp/131/.

[7] IEA, «Renewable Policy Updated,» 2017. [En línea]. Available: https://www.iea.org/media/pams/REDRenewablePolicyUpdateNo1620171030_web.pdf.

[8] CEA, « All India Installed Capacity (In Mw) Of Power Stations,» 2017. [En línea]. Available: http://www.cea.nic.in/ .

[9] MNRE, «JNN Solar Mission,» [En línea]. Available: http://www.mnre.gov.in/solar-mission/jnnsm/introduction-2/.

[10] IEA, «India: RE Tariff regulations,» [En línea]. Available: http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/india/name-24652-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGFodXM9T2s.

[11] OLADE, «Anuario de estadísticas energéticas 2017,» 2017. [En línea]. Available: http://www.olade.org/realc/documento.php?doc=133330.

[12] IEA, «Peru Renewable Energy Auctions,» [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/peru/name-161779-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGFodXM9T2s,&return=PG5hdiBpZDoiYnJlYWRjcnVtYiI-PGEgaHJlZjoiLyI-SG9tZTwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWFzdXJlcy8iPlBvbGljaWVzIGFuZCBNZWFzdXJlczwvYT4gJnJhcXVv.

[13] IBERDROLA, «Origem da Energia IBERDROLA Portugal,» 2016. [En línea]. Available: https://www.iberdrola.pt/o2sicb/corporativa/iberdrola/sobre-nos/mercado-electrico/rotulagem-energia/iberdrola-portugal#.

[14] ADENE, «Feed-in tariff for wind energy in Portugal,» 2016. [En línea]. Available: http://www.wind-works.org/cms/uploads/media/ADENA_Renewable_Tariffs_in_Portugal_-1.pdf.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

[15] RES, «Portugal: Feed in tariffs,» 2017. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/portugal/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarifas-feed-in/lastp/179/ .

[16] ANNEL, «Programa de Incentivo às Fontes Alternativas,» 2015. [En línea]. Available: http://www.aneel.gov.br/proinfa.

[17] WB, «Renewable Energy Auctions: the Brazilian Experience,» 2015. [En línea]. Available: http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY2/Resources/4114191-1328286035673/D2_Luiz_Barroso.pdf.

[18] B. WORLD, «Chile rethinks renewables and gets results,» 2016. [En línea]. Available: http://blogs.worldbank.org/ppps/chile-rethinks-renewables-and-gets-results.

[19] Georgetown Journal of International Affairs, «Chile: A Role Model for a Smooth Transition to Renewable Energy,» 2017. [En línea]. Available: https://www.georgetownjournalofinternationalaffairs.org/online-edition/chile-a-role-model-for-a-smooth-transition-to-renewable-energy.

[20] MIET, «La Energia en España 2015,» 2015. [En línea]. Available: http://www.minetad.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2015.pdf.

[21] IEA, «Spain: Feed-in tariffs for electricity from renewable energy sources (Special regime),» 2009. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-23929-en.php.

[22] RES, «Spain: Support schemes,» 2017. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/summary/c/spain/s/res-e/sum/196/lpid/195/.

[23] IEA, «Zambia: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Zambia&product=electricityandheat.

[24] B. World , «SCALING SOLAR DELIVERS LOW-COST CLEAN ENERGY FOR ZAMBIA,» 2016. [En línea]. Available: http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/news_ext_content/ifc_external_corporate_site/news+and+events/news/scaling+solar+delivers+low+cost+clean+energy+for+zambia.

[25] LT, «Govt launches Renewable Energy Feed-n Tariff,» 2017. [En línea]. Available: https://www.lusakatimes.com/2017/10/20/govt-launches-renewable-energy-feed-n-tariff/.

[26] Department of Energy, «2016 power Statistics,» 2016. [En línea]. Available: https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/energy_statistics/summary_2016_power_statistics_final_march_27_2017.pdf.

[27] IRENA, «Renewables Readiness Assessment: The Philippines,» 2017. [En línea]. Available: http://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewables-Readiness-Assessment-The-Philippines.

[28] IEA, «Philippines: Feed-In Tariff for Electricity Generated from Biomass, Ocean, Run-of-River Hydropower, Solar and Wind Energy Resources,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/philippines/name-43253-en.php.

[29] SCB, «Electricity supply and use 2001–2016 (GWh),» 2016. [En línea]. Available: http://www.scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/energy/energy-supply-and-use/annual-energy-statistics-electricity-gas-and-district-heating/pong/tables-and-graphs/electricity-supply-and-use-20012015-gwh/.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

[30] RES, «Switzerland: Feed-in tariff,» 2017. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/switzerland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-1/lastp/396/.

[31] ETH Zürich , «Energy Economics and Policy,» 2011. [En línea]. Available: http://www.files.ethz.ch/cepe/Top10/Weibel.pdf.

[32] IEA, «Switzerland: Feed-in Tariffs for RES and Investment Aid for Small PV,» 2017. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/switzerland/name-24322-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGFodXM9T2s,&return=PG5hdiBpZDoiYnJlYWRjcnVtYil-PGEgaHJlZjoiLyI-SG9tZTwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWFzdXJlcy8iPlBvbGlja WVzIGFuZCBNZWFzdXJlczwvYT4gJn.

[33] EDA, «Energy Transition,» 2017. [En línea]. Available: https://www.eda.admin.ch/aboutswitzerland/en/home/wirtschaft/energie/energiewende.html.

[34] IEA, «Egypt: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Egypt&product=electricityandheat.

[35] PWC, «Developing renewable energy projects - A guide to achieving success in the Middle East,» 2015. [En línea]. Available: https://www.pwc.com/m1/en/publications/documents/developing-renewable-energy-projects-egypt.pdf.

[36] KPMG, «Renewable energy in Egypt,» 2017. [En línea]. Available: https://home.kpmg.com/content/dam/kpmg/uk/pdf/2017/03/renewable-energy-in-egypt-the-green-opportunity.pdf.

[37] IEA, «Italy: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=ITALY=&product=electricityandheat.

[38] MPE, «Italy's National Energy Strategy:,» 2013. [En línea]. Available: http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/SEN_EN_marzo2013.pdf.

[39] GSE, «DATI E SCENARI,» 2017. [En línea]. Available: https://www.gse.it/dati-e-scenari.

[40] CEPS, «Thinking ahead for Europe,» 2016. [En línea]. Available: https://www.ceps.eu/publications/why-future-european-renewables-policy-may-be-decided-washington-and-not-brussels.

[41] SSB, «Electricity,» 2017. [En línea]. Available: https://www.ssb.no/en/elektrisitet.

[42] REGJERINGEN, «Energy and water resources in Norway,» 2013. [En línea]. Available: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/facts_energy_water.pdf.

[43] E. NORGE, «Electricity costs of energy-intensive industries in Norway – a comparison with energy-intensive industries in selected countries,» 2016. [En línea]. Available: https://www.energinorge.no/contentassets/525e77b1feff4203a94ef6d1f94cfd03/electricity-costs-of-energy-intensive-industries-in-norway.pdf.

[44] SWEDEN, «Energy use in sweden,» 2017. [En línea]. Available: https://sweden.se/society/energy-use-in-sweden/.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

[45] IEA, «National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2016,» 2016. [En línea]. Available: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&tx_damfrontend_pi1=&tx_damfrontend_pi1[catPlus]=&tx_damfrontend_pi1[catEquals]=&tx_damfrontend_pi1[catMinus]=&tx_damfrontend_pi1[catPlus_Rec]=57&tx_damfrontend_pi1[catMinus_Rec]=&tx_damfrontend_pi1[treeID]=201&tx_da.

[46] STAT, «Finland: Energy,» 2016. [En línea]. Available: http://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia_en.html.

[47] E. Authority, «Finland: Feed-in tariff,» 2017. [En línea]. Available: https://www.energiavirasto.fi/web/energy-authority/feed-in-tariff.

[48] DITTMAR, «New Support Scheme for Renewables in Finland as of 2018,» 2016. [En línea]. Available: http://www.dittmar.fi/sites/default/files/articlefiles/2016_11_25_Alert_Energy.pdf.

[49] ARESEP, «ARESEP propone tarifas para promover la generación solar,» 2017. [En línea]. Available: https://aresep.go.cr/usuarios/noticias/1168-aresep-propone-tarifas-para-promover-la-generacion-solar.

[50] BIONICA, «Incentivos a las Energ Incentivos a las Energías Renovables (ER) as Renovables (ER),» [En línea]. Available: http://www.bio-nica.info/biblioteca/Matute2006.pdf.

[51] IEA, «Austria: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=AUSTRIA=&product=electricityandheat.

[52] RES, «Feed-in tariff (ÖSG 2012),» 2012. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/austria/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-green-electricity-act/lastp/94/.

[53] RES, «Promotion in Austria,» 2017. [En línea]. Available: http://www.res-legal.eu/search-by-country/austria/tools-list/c/austria/s/res-e/t/promotion/sum/91/lpid/94/.

[54] Electricity Authority , «Electricity in New Zealand,» 2016. [En línea]. Available: https://www.ea.govt.nz/about-us/media-and-publications/electricity-nz/.

[55] EECA, «Energy strategy and policy,» 2017. [En línea]. Available: https://www.eeca.govt.nz/energy-use-in-new-zealand/energy-strategy-and-policy/.

[56] IRENA, «Headline 2017 German Renewable Energy Law,» 2017. [En línea]. Available: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2017/Mar/8/Bmwi-2017-German-renewable-energy-law-EEG-2017-and-crossborder-renewableenergy-tenders.pdf?la=en&hash=F0B4747F830901A25885C1752FAAE800D84A41A0.

[57] DEWA, «Annual Statistics,» 2016. [En línea]. Available: https://www.dewa.gov.ae/en/about-dewa/about-us/dewa-publications/annual-statistics.

[58] IEA, «Argentina: Promotion of Renewable Sources of Energy for Electricity Production,» 2007. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/argentina/name-23911-en.php.

[59] NORTHON ROSE FULLBRIGTH , «Renewable energy in Latin America: Argentina,» [En línea]. Available: http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/134763/renewable-energy-in-latin-america-argentina.

[60] IEA, «Law for the Development of Renewable Energy and Energy Transition Financing,» [En línea]. Available: http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/mexico/name-24706-

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGFodXM9T2s,&return=PGRpdiBjbGFzczoic3ViTWVudSI-PGRpdiBjbGFzczoiYnJlYWRjcnVtYnMiPjxhIGhyZWY9Ii8iPkludGVybmFoaW9uYWwgRWSlcmd5IEFnZW5jeSZ6d25qOzwvYT4mbmJzcDsmZ3Q7Jm5ic3A7PGEg.

[61] IRENA, «Renewable Energy Auctions,» 2016. [En línea]. Available: http://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Auctions-Analysing-2016.

[62] BN AMERICAS, «The debate over feed-in tariffs for Mexico's renewables,» 2010. [En línea]. Available: https://www.bnamericas.com/en/features/electricpower/The_debate_over_feed-in_tariffs_for_Mexico*s_renewables.

[63] ADWEC, «Statistical Report,» 2016. [En línea]. Available: http://www.adwec.ae/Documents/Report/2016/Statistical%20Report%201999-2016.pdf.

[64] IRENA, «Renewable energy prospects,» 2015. [En línea]. Available: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_UAE_report_2015.pdf.

[65] IRENA, «Nicaragua renewables readiness assessment,» 2015. [En línea]. Available: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RRA_Nicaragua_ES_2015_EN.pdf.

[66] GNSED, «Nicaragua: Renewable Energy for Rural Zones Program (PERZA),» 2017. [En línea]. Available: http://energy-access.gnesd.org/cases/24-nicaragua-renewable-energy-for-rural-zones-program-perza.html.

[67] D. o. t. E. a. E. Australian Government , «Australian Energy Update,» 2017. [En línea]. Available: https://www.environment.gov.au/system/files/resources/f02a388d-74eb-4200-96fb-fe2a9docaf5b/files/energy-update-report-2017.pdf.

[68] Parliament of Australia , «Support for renewable energy,» 2017. [En línea]. Available: https://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/pubs/BriefingBook44p/RenewableEnergy.

[69] EIA, «Japan: Overview,» 2017. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=JPN.

[70] IEA, «Feed-in Tariff for electricity generated from renewable energy,» 2016. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-30660-en.php.

[71] IEA, «Thailand: Electricity and Heat for 2015,» 2015. [En línea]. Available: https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Thailand&product=electricityandheat.

[72] IRENA, «Renewable Energy Outlook,» 2017. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_Outlook_Thailand_2017.pdf.

[73] IEA, «Feed-in premium for renewable power,» 2010. [En línea]. Available: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/thailand/name-24635-en.php.

[74] REW, «Ecuador Adopts Feed-in Tariffs,» 2011. [En línea]. Available: http://www.renewableenergyworld.com/articles/2011/05/ecuador-adopts-feed-in-tariffs.html.

[75] IEA, «Regulación para La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convenciona,» 2016. [En línea]. Available: http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/ecuador/name-42887-en.php?return=PG5hdiBpZDolYnJlYWRjcnVtYiI-PGEgaHJlZjoiLyI-

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

SG9tZTwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWFzdXJlcy8iPlBvbGlja
WVzIGFuZCBNZWFzdXJlczwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZX.

[76] AESO, «Electricity in Alberta,» 2017. [En línea]. Available: https://www.aeso.ca/aeso/electricity-in-alberta/.

[77] AESO, «Renewable Electricity Program,» 2017. [En línea]. Available: https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/.

[78] AESO, «REP Round 1 results,» 2017. [En línea]. Available: https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/rep-round-1-results/.

[79] AESO, «Capacity market transition,» 2017. [En línea]. Available: https://www.aeso.ca/market/capacity-market-transition/.

[80] VENTUS, «La energía eólica en America Latina,» 2015. [En línea]. Available: https://ventusenergia.com/blog/.

[81] IEA, «Private generation of photovoltaic energy (Auctions and Feed-in Tariffs),» 2013. [En línea]. Available: http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/uruguay/name-46858-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGFodXM9T2s,&return=PG5hdiBpZDoiYnJlYWRjcnVtYil-PGEgaHJlZjoiLyI-SG9tZTwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWFzdXJlcy8iPlBvbGlja
WVzIGFuZCBNZWFzdXJlczwvYT4gJnJhcXV.

[82] NEB, «Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec,» 2017. [En línea]. Available: https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html.

[83] REW, «Quebec government launches off grid solar incentive program,» 2012. [En línea]. Available: http://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2012/04/quebec-government-launches-off-grid-solar-incentive-program.html.

[84] ANNEL, «El sistema de las Subastas en Brasil,» 2011. [En línea]. Available: http://www.ariae.org/download/cursos/ix_edicion_regulacion_energetica_2011/DOCUMENTACION/PONENCIAS/2%20Martes/3%20Edvaldo_LeiloesEnergia_Cartgena_final_Espanhol_FINAL.pdf.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Comentario 25
De: Federico Jimeno
Federico.Jimeno@inkiaenergy.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 16:42

Inkia Energy

9 de febrero de 2018, Bogotá.

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
La Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

Respectado Señor Ministro,

Inkia Energy es una compañía con experiencia en generación y comercialización de energía eléctrica, con presencia en 10 países y una capacidad instalada de más 3600 MW. Además, hacemos parte de un grupo de empresas que incluye también a Orazul, empresa con cerca de 2.000MW de potencia instalada en la región, totalizando entre nuestras empresas cerca de 5.600MW de potencia y 1.5 millones de clientes en distribución de energía eléctrica.

Dentro de nuestro plan estratégico de crecimiento, Colombia es un mercado prioritario. Y es por ello que estamos trabajando intensamente en la estructuración de proyectos de generación de energía a gran escala y en diferentes tecnologías con potencias entre los 100MW y 350MW. Esto representa un potencial de inversión extranjera en el país de entre US$ 100 millones y US$700 millones.

En atención a lo dispuesto por su despacho, nos permitimos poner a su consideración los siguientes comentarios asociados a lo dispuesto en el 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*:

1. La mayoría de los objetivos referidos en el artículo 2.2.3.8.7.3 del proyecto Decreto, particularmente los que se refieren a la reducción de emisiones, resiliencia, complementariedad y competencia son alcanzables por una multiplicidad de tecnologías de generación, no solamente por las llamadas Fuentes Renovables No Convencionales – FRNC. El darle un tratamiento diferencial a estas últimas conlleva al rompimiento de la neutralidad tecnológica del que hace referencia la Ley 142 de 1994.

2. El aprovechamiento del recurso natural mediante el uso de FRNC se puede dar en términos de competencia con el resto de las tecnologías existentes. Hecho que de manera reiterada han manifestado las empresas especializadas en FRNC y la asociación que agremia dichas empresas. Y que también ha sido evidenciado por la multiplicidad de proyectos construidos y en desarrollo en dichas tecnologías que existen en el país.

3. Los mecanismos de contratación de largo plazo son considerados una herramienta indispensable para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de cualquier tecnología, y por lo tanto su introducción es bienvenida, si bien de manera universal para todos los participantes del mercado.

4. Igualmente, los procesos competitivos de asignación de dichos contratos de largo plazo también son considerados una herramienta indispensable para la adecuada formación de precios y son bienvenidos, si bien su aplicación debe ser indistinta al tipo de tecnología de generación.

5. Las herramientas regulatorias existentes para fomentar la expansión del parque de generación corren el riesgo de quedar sin efecto al existir mecanismos paralelos de fomento de expansión que de por sí no tienen en consideración la asignación de Obligaciones de Energía en Firme. Por ende, la integralidad de la metodología de planeación liderada por la Unidad de Planeación Minero-Energética queda en entre dicho, generado a su vez un riesgo latente para la estabilidad y competitividad del sector.

Quisiéramos reiterar que, la expansión del parque de generación debe darse de manera competitiva entre los proyectos y tecnologías existentes usando las herramientas disponibles para dar señales de expansión y siempre respetando los principios de neutralidad tecnológica y competitividad.

Sea esta también la oportunidad para reiterar nuestro apoyo e interés en el desarrollo de nueva normativa que fomente la existencia de mecanismos de contratación de largo plazo en el país, elemento que consideramos generará importantes incrementos de la competitividad del sector y del país en general.

Respetuosamente,

FEDERICO JIMENO C.
IC POWER COLOMBIA.

Comentario 26
De: Mónica Gasca
regulatorio@ser-colombia.org
Fecha: 9 de febrero de 2018, 16:56

SER 002-2018

Bogotá D.C., 9 de febrero de 2018

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios al 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones*"

Estimado Señor Ministro:

Desde la Asociación de Energías Renovables Colombia – SER Colombia, queremos manifestar nuestro decidido apoyo en relación con la expedición de lineamientos de política pública que fomenten la inclusión de proyectos de generación de energía con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en la matriz eléctrica. Así mismo, reiteramos nuestra entera disposición para aportar a la construcción de dichos lineamientos y contribuir a través de las experiencias de nuestros Asociados, los cuales han participado de manera activa en los procesos competitivos llevados a cabo en distintos países del mundo.

Como lo hemos manifestado en comunicaciones anteriores, para la Asociación es de vital importancia la promoción de las FNCER y su material incorporación en el país, pues de ello depende que Colombia perciba los beneficios tanto sociales y medioambientales como económicos de dichos proyectos. Por esto, valoramos de manera muy positiva el trabajo que ha venido desarrollando el Ministerio en torno a la inclusión de las energías renovables y consideramos que el documento en consulta es una herramienta de política pública que marcará la línea de cumplimiento de los

compromisos de carácter ambiental asumidos por el Estado Colombiano, que promueve la diversificación de la matriz energética y su complementariedad con los recursos de generación con que actualmente cuenta el país, y que permita beneficiar al usuario final de la comprobada competitividad que mediante la implementación de mecanismos licitatorios para contratación de energía a largo plazo ha sido percibida en distintos mercados de energía a nivel global.

Desde SER Colombia hemos analizado de manera detallada el contenido del proyecto de decreto y en ese sentido nos permitimos manifestar que encontramos una adecuada y sólida sustentación jurídica del mismo. Esencialmente se da cumplimiento a lo establecido en la Ley 1715 de 2014 y a las responsabilidades allí asignadas específicamente al Gobierno Nacional[1], como son, entre otras: participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCER y los planes de gestión eficiente de la energía; propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética; y expedir los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias.

Igualmente, la expedición de esta norma constituirá una acción ejemplar, como también lo prescribe la referida Ley 1715[2], tendiente a suprimir las barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCER y a promover la gestión eficiente de la energía.

Es importante resaltar que este proyecto de normatividad fortalece el concepto de neutralidad tecnológica, desde la óptica de una aplicación material del derecho fundamental y principio constitucional y democrático de Igualdad, cuya realización no se agota únicamente en dar trato igual, sino también en reconocer las diferencias inherentes a la propia naturaleza y circunstancias y en desarrollar un entorno jurídico coherente y consistente con estas, que no admita ni privilegios para unos, ni incapacidades para otros.

Las FNCER hoy deben enfrentar barreras de entrada incluso de orden normativo.

[1] Ley 1715 de 2014. Artículo 6
[2] Ley 1715 de 2014. Artículo 41

Algunos aspectos del marco jurídico actual no están diseñados desde el reconocimiento de las diferencias entre estas fuentes y las tradicionales, y por ello se crean distorsiones como, por ejemplo, el hecho de que las FNCER no solo carezcan de mecanismos que viabilicen este tipo de proyectos, como sí lo tienen las fuentes tradicionales mediante el Cargo por Confiabilidad, sino que, además, algunas reglas actuales obligan a las FNCER a asumir cargas contrarias a su naturaleza haciendo inviable su ingreso.

Tal y como ha sido sostenido por la Corte Constitucional en diferentes oportunidades[3], la aplicación del principio de igualdad también se materializa en el reconocimiento normativo de las diferencias y circunstancias especiales, como es el caso de las diferencias de trato constitucionalmente justificadas. Inclusive si se cuestionara el proyecto desde el punto de vista constitucional, su justificación reúne importantes argumentos para ser sometido con éxito a un juicio integrado de igualdad[4].

Vemos que el mecanismo planteado a través del proyecto en consulta promueve la competencia y además responde a principios superiores como lo son el de la protección al Medio Ambiente, la Competitividad, y el cumplimiento de compromisos de orden internacional. En efecto, el decreto en consulta es un hito de competitividad para el país ya que aumenta su potencial para atraer inversión en fuentes renovables no convencionales y permite la entrada de nuevos agentes al mercado.

Adicionalmente, los contratos de largo plazo tienen una incidencia positiva en la mitigación de posiciones dominantes en el mercado de energía y proporcionan mayores alternativas de cobertura a un precio eficiente para la demanda, mitigando a su vez la volatilidad de precios en el corto plazo.

Con el objetivo de aportar de la manera más proactiva en esta discusión, a continuación, nos permitimos realizar los comentarios específicos de la asociación sobre

[3] Corte Constitucional. Sentencia C-104/16; Sentencia C-520/16; Sentencia T-323/15

[4] Sentencia C-520/16 *"para que un trato diferenciado sea constitucionalmente válido, debe tener un propósito constitucionalmente legítimo, y debe ser proporcional, en el sentido de que no implique afectaciones excesivas a otros propósitos constitucionalmente protegidos. La proporcionalidad del medio se determina, entonces, mediante una evaluación de su "idoneidad para obtener el fin (constitucionalmente legítimo de acuerdo con el principio de razón suficiente); necesidad, en el sentido de que no existan medios alternativos igualmente adecuados o idóneos para la obtención del fin, pero menos restrictivos de los principios afectados; y proporcionalidad en sentido estricto, esto es, que la efectividad del fin que se persigue se alcance en una medida mayor a la afectación de los principios que sufren restricción, y particularmente, del principio de igualdad."*

el proyecto en análisis:

- Definición del mecanismo de adjudicación: Consideramos fundamental que, además de establecer la creación de mecanismos de contratación de largo plazo para fuentes no convencionales de energía, **en el proyecto en consulta se defina la fecha cierta de implementación del mecanismo competitivo de asignación**. De igual manera, es importante recalcar la necesidad de continuidad del mecanismo, que sea coherente con las necesidades de expansión del país y permita implantar una estrategia de largo plazo. A nivel regional, en América Latina se ha demostrado que la continuidad del esquema resulta en mayor interés en inversión en desarrollo, ejecución y operación en proyectos de energía. Lo anterior, conduce a una cadena de abastecimiento más madura, empresas con gran nivel de competitividad y precios más competitivos para los usuarios finales.

  De igual manera, es fundamental que el mecanismo planteado sea inclusivo y promueva la participación de todas las tecnologías de FNCER y formas de contratación, en la matriz, debido a que cada una de estas tecnologías aporta unas características y beneficios específicos al sistema. Sugerimos que el mecanismo promueva la participación de proyectos con diferentes horizontes de entrada en operación y con diversos recursos. En este orden de ideas, también es importante sugerir que el mecanismo de contratación sea planteado como una herramienta para la contratación de largo plazo, más no la única. Es decir, el mecanismo de contratación no debe convertirse en una barrera de entrada ni debe excluir otras formas de contratación de largo plazo como los contratos privados.

- Requisitos habilitantes: Es importante garantizar que los proyectos que participen presenten un nivel de desarrollo suficiente en todas sus componentes, ambientales, sociales, técnico y financieros de modo que se garantice el éxito del proceso hasta la construcción y operación de los generadores, evitando especulaciones y distorsiones. Con este objetivo, se propone que sean establecidos requisitos habilitantes que demuestren cierto grado de avance en su desarrollo. Sugerimos los siguientes: (i) Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental competente, decide si el proyecto requiere o no Diagnóstico Ambiental de Alternativas; (ii) Acta de apertura de consulta previa y (iii) constancia de haber radicado estudio de conexión ante la UPME (iv) Garantía de cumplimiento.

- Esquema de Garantías y seguimiento: Con el fin de desarrollar esquemas de contratación justos y confiables que eviten ejercicios especulativos, sugerimos al Ministerio estipular dentro del proyecto de decreto, sus decretos reglamentarios y/o el marco regulatorio, los lineamientos necesarios para establecer esquemas de garantías que aseguren el cumplimiento de la entrada en operación de los proyectos para dar solidez y sostenibilidad al esquema. Asimismo, se recomienda establecer una auditoría de seguimiento al avance ambiental, social y técnico de los proyectos.

- Participación de la demanda: En lo que respecta a la participación de la demanda dentro del esquema planteado, es necesario que se especifique una condición que garantice que, siempre y cuando los precios resultantes de la asignación sean competitivos, comercializadores y distribuidores que representan usuarios finales en el Mercado de Energía Mayorista participen del mecanismo. Como hemos manifestado en diferentes escenarios, más allá de solicitar una participación obligatoria de la demanda y seguros de que el diseño de un adecuado mecanismo garantiza la asignación a precios eficientes y competitivos, deberá así mismo garantizarse que la participación de la demanda obedezca a un racional económico y se prevenga la existencia de comportamientos de poder de mercado que redunden en una demanda insuficiente en detrimento de la asignación eficiente en el proceso.

- Definición del mecanismo de contratación de largo plazo: Consideramos de crucial importancia que, independientemente de la definición del mecanismo promovido a través de la expedición de este proyecto de decreto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) continúe con el análisis de mecanismos de contratación de largo plazo que viene revisando y que se encuentra contenido en la agenda regulatoria del presente año, en la que se espera para consulta en el primer trimestre del año una resolución en este sentido y su definitiva en el segundo trimestre.

- En sintonía con lo anterior, proponemos señalar en forma expresa en el proyecto de decreto que el mecanismo solamente regirá a partir de la expedición de las normas definitivas que cumplan con los requisitos de ley para ese efecto y hacia adelante, y que, no debe afectar el curso normal de situaciones ni trámites de proyectos que actualmente estén siendo considerados por las diferentes

autoridades del sector.

- Paralelo a los puntos esbozados, insistimos en la necesidad de seguir trabajando juntamente con la CREG en los temas que son claves para la inclusión efectiva de las FNCER, cómo lo son los mercados intradiarios y los requerimientos técnicos y operativos para la inclusión de grandes porcentajes de energía renovable en el mercado eléctrico.

- Por último, en términos de las características del producto a asignar a través del mecanismo establecido, nos gustaría reiterar los resultados del estudio realizado por la Asociación en conjunto con Ernest & Young, los cuales fueron compartidos con el Ministerio, la CREG, agentes del mercado y representantes de los usuarios finales a lo largo de 2017, y que consideramos son fundamentales para el funcionamiento eficiente del mecanismo:

    - Mecanismo diseñado para proyectos nuevos. Entendiendo como Planta y/o Unidad de Generación Nueva, la que no ha iniciado construcción al momento de efectuar el mecanismo de asignación.

    - Producto de Energía Media anual que se acople a las características de generación de las fuentes renovables no convencionales.

    - Contrato de suministro entre 15 y 20 años, con balance anual, que permita materializar el cierre financiero de los proyectos con FNCER y manejar la naturaleza estacional del recurso de generación. Así mismo, es importante considerar la moneda de los contratos y su efecto en la financiación de los proyectos.

    - Para incentivar la participación de la demanda en el mecanismo propuesto, es fundamental que, al tratarse de un mecanismo competitivo y transparente en la formación de precios, el precio de los contratos adquiridos a través de este mecanismo de asignación sea completamente transferible a la tarifa de usuario final.

Finalmente, esperamos que nuestros comentarios sean de gran aporte y reiteramos la imperiosa necesidad de definir lo más pronto posible los lineamientos específicos del

mecanismo de contratación de largo plazo, con el fin de materializar la inclusión de nuevas tecnologías de generación de energía renovable no convencional en la matriz de generación.

Cordialmente,

Alejandro Lucio Chaustre
Director Ejecutivo
Asociación de Energías Renovables de Colombia – SER COLOMBIA
alucio@ser-colombia.org
Cel: 3202754813

CC

Maria Lorena Gutierrez, Ministra de Comercio.
Carolina Soto, Alta Consejera para el Sector Privado y Competitividad.
Alonso Cardona, Viceministro de Energía.
German Castro, Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Comentario 27
David De Greiff
Energy Manager LA

Peldar

Envigado, febrero 09 de 2017

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios Decreto 110118

Estimado Doctor Arce:

Reciba un cordial saludo, CRISTALERIA PELDAR S.A. se dirige a usted con el fin de manifestar sus comentarios respecto a las Decreto 110118 de 2018 y al documento de soporte, los cuales plantean los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esperamos que ellos contribuyan en forma positiva a lograr un sector de generación eléctrica acorde con las necesidades de confiabilidad y competitividad, que necesita el país.

Adicionalmente, lo que se presenta en este documento, es el resultado de un análisis conjunto de la mayoría de las empresas grandes consumidoras de energía del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. En conjunto, analizamos rigurosamente lo indicado en el Decreto y el documento soporte y como consecuencia de ese análisis, respetuosamente nos permitimos presentar una serie de conclusiones y recomendaciones poniéndolas a su consideración.

El documento está compuesto inicialmente por una Introducción donde se resumen los soportes y objetivos del Decreto; posteriormente, se ha visto conveniente plantear los lineamientos que la demanda considera deben de seguirse para la expansión del sector de generación en Colombia; enseguida se desarrollan unos comentarios particulares sobre el Decreto; y se finaliza con unas Conclusiones.

1. INTRODUCCION

CRISTALERIA PELDAR S.A. Nit. 890.900.118-1
OFICINAS GENERALES Y PLANTA ENVIGADO: CALLE 39 SUR [illegible] TELEFONO (4) 370-[illegible] FAX (4) 270-4225 APARTADOS 215 Y 701 MEDELLIN
PLANTA CUCUTA (CUNDINAMARCA): TELEFONO (1) 4[illegible] FAX (1) 852-[illegible] APARTADO 14486 BOGOTA D.C.
PLANTA SUACHA (CUNDINAMARCA): TELEFONO (1) 7[illegible] FAX (1) 722-[illegible] APARTADO 6871 BOGOTA D.C.
OFICINA BARRANQUILLA: TELEFONOS (5) 35[illegible], 3[illegible] FAX: 35[illegible] APARTADO 1[illegible] BARRANQUILLA
OFICINA BUGA: TELEFAX (2) 2[illegible] APARTADO 87 BUGA-VALLE

o-i.com glassislife.com

CRISTALERIA PELDAR S.A. ha considerado conveniente transcribir los elementos fundamentales de la propuesta de Decreto, para después y en base a ellos, plantear las opiniones correspondientes[1][2]

a. **Objeto**. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar **un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo** para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). *Negrilla fuera de texto*

b. **Ámbito de aplicación**. - Esta sección **aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados** del servicio de energía eléctrica. *Negrilla fuera de texto*

c. **Objetivos.** - El mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto deberá cumplir con los siguientes objetivos:

   i) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
   ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.
   iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.
   iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.
   v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica.
   vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

d. **Traslado a la fórmula tarifaria.** - La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto **a la tarifa de los usuarios finales**, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley. *Negrilla fuera de texto*

[1] Se ha tomado lo que se considera más relevante de estipulado en la Propuesta de Decreto
[2] La negrilla y subrayado es nuestro

2. LINEAMIENTOS A SEGUIR CON EL PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

a. La demanda ha venido de forma insistente manifestando su preocupación por la falta de competitividad de la matriz de generación colombiana y su implicación en los costos de contratos bilaterales de largo plazo y de cómo esa falta de competitividad se hará más latente con el predominio del gas importado como fuente para la generación de las plantas de esa tecnologia en el país.

b. La Demanda insiste que los costos de generación en Colombia están muy por encima de los que el país puede alcanzar y que eso está: afectando notoriamente la competitividad industrial, produciendo unos sobrecostos a la demanda esencial y generando un mayor esfuerzo en subsidios por parte del Estado.

c. La Demanda ha manifestado la necesidad de plantear esquemas que propendan **por una sustitución** de los recursos de generación más costosos por recursos de generación más competitivos que también le den la confiabilidad que el sistema requiere.

d. La demanda ha manifestado que Colombia cuenta con recursos energéticos abundantes que le pueden garantizar dicha sustitución y que se de en forma competitiva y con confiabilidad.

e. La Demanda ha manifestado la imperiosa necesidad de estructurar un esquema donde haya una real competencia en el sector de generación tanto en su fase de Expansión como en la de Operación. En la fase de Expansión se considera que no hay competencia, que el esquema solo mantiene los mismos jugadores actuales del mercado e impide la entrada de nuevos desarrolladores. En la Fase de Operación se considera que tampoco hay competencia, fundamentalmente por la existencia de activos ineficientes económicamente, los cuales se están convirtiendo en plantas definidoras del precio en el mercado de generación en Colombia.

f. Finalmente, la demanda considera que son más que bienvenidas todas las tecnologías, dentro de ellas las denominadas FRCER, **en la medida y solo en la medida, que ellas contribuyan a estructurar una matriz de generación además de confiable y amigable realmente competitiva.**

3. COMENTARIOS PATICULARES SOBRE EL DECRETO

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

Para ello CRISTALERIA PELDAR S.A. partirá de los "Objetivos" del Decreto presentados en el numeral 1.c., anterior

a. **Reducir las Emisiones del sector de generación eléctrica:** La matriz energética colombiana es una de las más limpias del mundo y esa característica se va a fortalecer aún más con la entrada en operación de las centrales de Pescadero – Ituango en sus fases I y II, y con la migración de varias plantas de Diesel a Gas Importado.

   Con el mayor respeto CRISTALERIA PELDAR S.A. se atreve a afirmar que el cumplimento de las metas, en tan importante objetivo, deben de buscarse en los verdaderos sectores generadores de emisiones como son el sector Transporte y el sector Ganadero y no en el sector de generación, el cual cumple con creces su cuota en el tema. Se recomienda poner énfasis en los sectores realmente generadores de CO2.

b. **Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica:** La confiabilidad del Sector de Generación fue plenamente probada en el pasado Fenómeno del "Niño", el cual se distinguió no solamente por su intensidad y su duración, sino por los problemas que surgieron con la indisponibilidad casi total del embalse más grande del país y con la indisponibilidad total de plantas como Guatape, Termoflores, etc. Esa prueba desde el punto de vista de confiabilidad demostró que en esa materia las cosas se vienen haciendo muy bien y que el cuidado con que se viene definiendo la "Energía Firme" del sistema ha sido correcto, y en consecuencia no se debe de cambiar. Por lo tanto, también con respeto nos parece que ésta tampoco es una razón para argumentar la validez de la entrada de las FNCER.

c. **Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.**

   Es en este aspecto donde la Demanda quiere centrar sus observaciones y comentarios. La verdad es que, si esto ocurre, la Demanda celebra la entrada en operación de las FNCER. Sin embargo, quiere plantear las siguientes reflexiones y preocupaciones

   - La mejor forma de garantizar que la premisa de competitividad se cumpla es a través de las fuerzas del mercado. Es decir, que, si esta tecnología es competitiva por sí misma, que lo demuestre con ofrecimientos a la demanda en condiciones contractuales de firmeza y de precio.

- La duración contractual, al menos en el caso de la demanda industrial, no debería definirse por decreto. La industria colombiana, en muchos casos y por diferentes razones, no considera conveniente desarrollar estructuras contractuales de 10 o más años, como lo han solicitado los desarrolladores de este tipo de proyectos. La realidad es que si los proyectos son verdaderamente competitivos no se debería de temer por la consecución de estructuras de financiación como las que se vienen empleando para el resto de las tecnologías, máxime con la disposición de varias instituciones financieras a este tipo de proyectos. Si esta competitividad no existiera, eso indicaría que no se estaría contribuyendo a una formación de precios eficiente, lo cual es contrario a lo que se busca.

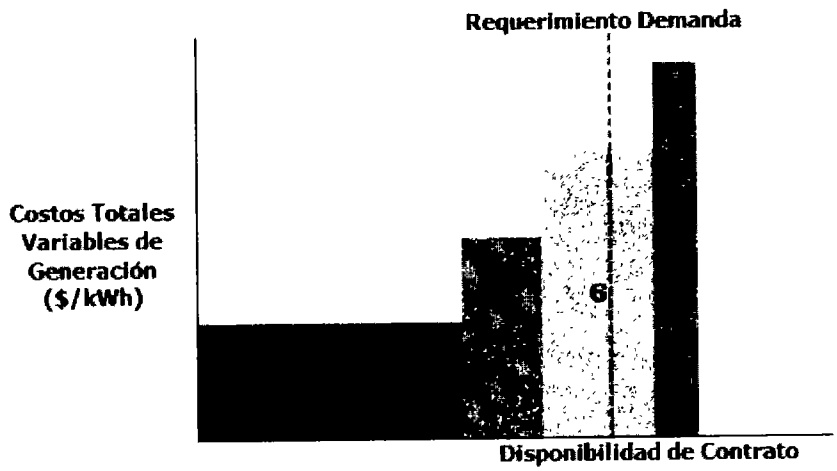
- En el caso de los ingresos por confiabilidad, no hay duda de que esta tecnología debería de garantizar la firmeza que se le exija y en caso de no alcanzarla, debería el mismo proyecto buscar su misma cobertura en forma tal que termine siendo competitivo para la demanda.

  No sería válido que la demanda le pagara a las FNCER una confiabilidad y adicionalmente, también tuviera que pagar más confiabilidad a las otras plantas permanentemente disponibles para el respaldo de las primeras.

- CRISTALERIA PELDAR S.A. no considera oportuno hacer subastas de cargo por tecnología. Las subastas deben de poder contar con un concurso del mayor número de participantes en forma simultánea para garantizar una adecuada formación de precios. Llegar a pensar en hacer una subasta solo para una tecnología específica, podría implicar que por falta de competencia la demanda tenga que pagar precios por encima del mercado.

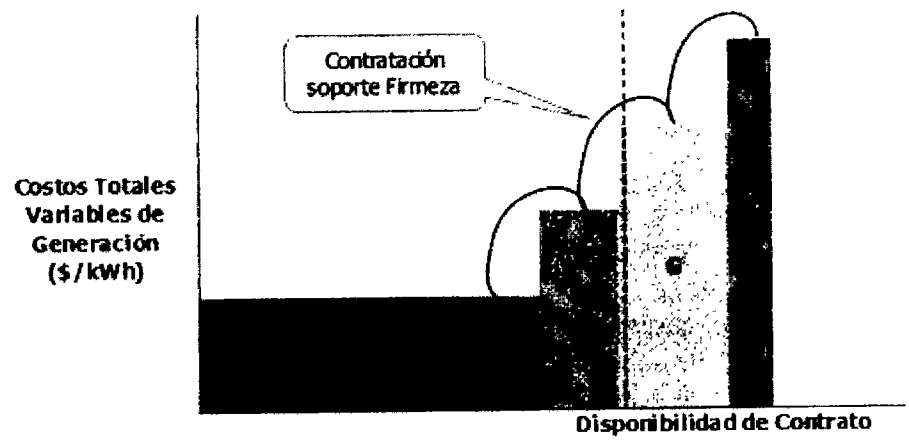
- En el campo contractual, la Demanda considera que las FNCER por sus costos tan bajos de operación, la entrada de este tipo de Proyectos generaría un desplazamiento de las tecnologías más caras en la matriz energética, tal como se explica en las siguientes dos Graficas.

  Antes de la Entrada



Grafica 1

Después de la Entrada de las FNCER



Grafica 2

Sin embargo, no debe de olvidarse que para el caso de la contratación mediante contratos a largo plazo y acá haremos referencia a la demanda industrial, se requiere que la entrega sea permanente hora a hora. En consideración a lo anterior, un

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

contrato en firme por parte de una FNCER, implicaría que ella debería de buscar la cobertura de dicha firmeza con el resto de las plantas del sistema y su precio de oferta al industrial debería de tener en cuenta esto. La gran preocupación es si con el precio de cobertura proveniente de otros recursos, el precio de oferta de la FNCER es competitivo para la demanda. Si eso es posible, bienvenidas esas tecnologías. En caso contrario, la demanda tendría que subsidiarlas sobre los cual CRISTALERIA PELDAR S.A. no estaría de acuerdo.

- No hay duda de la gran complementariedad que tendrían las FNCER con los recursos que permiten almacenar energía, como sería las plantas hidráulicas con embalse y la posibilidad que tienen entre sí para complementar su firmeza.

- Si la idea que se está pensando, es desarrollar una subasta de precios entre los FNCER, además de ser un cambio total en los esquemas que se han venido siguiendo para estructurar la confiabilidad del sistema, también lo es para los usuarios No Regulados, quienes negocian con la oferta los contratos de energía, para lo cual los comentarios indicados previamente son perfectamente válidos.

- Es claro que, de acuerdo con lo indicado en los ejemplos anteriores, la real sustitución en la Matriz Energética de Generación **no se estaría dando**. Es verdad que habría probablemente una sobreoferta, pero ella no implicaría una sustitución real de los recursos costosos. Todo lo contrario, se mantendría la necesidad de contar con todo el parque generador para garantizar la firmeza contractual y lo inquietante e inaceptable sería que la demanda tuviera que pagar por esa sobreoferta.

- Finalmente, podrían presentarse periodos de sobreoferta de generación a unos precios en el mercado Spot competitivos y bajos. Sin embargo, esta no es la modalidad contractual que busca la demanda, ni tampoco parecería que esa fuera la modalidad que le permitiría a las FNCER cerrar sus proyectos.

d. Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.

Sobre este argumento, la demanda respetuosamente indica que como en cualquier país, la línea que define el sector de generación eléctrica en el fomento de las FNCER se dará en la medida que el producto sea competitivo.

e. **Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica:** CRISTALERIA PELDAR S.A. considera que ya se respondió este planteamiento previamente en los literales a., b., y c., anteriores.

f. **Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.** CRISTALERIA PELDAR S.A. considera que ya se respondió este planteamiento previamente particularmente en los literales b., y c., anteriores.

4. CONCLUSIONES

a. La Demanda insiste en la necesidad de que exista una sustitución de activos de generación costosos, por activos otros más competitivos y que también generen confiabilidad.

b. La demanda considera que la entrada de las FNCER son más que bienvenidas, en la medida que mejoren la competitividad en el sistema manteniendo su confiabilidad.

c. Para poder validar ese propósito CRISTALERIA PELDAR S.A. **comedidamente le solicita al Sr Ministro que adicional al Decreto se acompañe el esquema de reglamentación que se le está solicitando a la CREG.** A CRISTALERIA PELDAR S.A. le genera una gran preocupación que elementos del decreto tan amplios como:

- **".... un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo".**
- **".... aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados".**
- La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata ..... **a la tarifa de los usuarios finales.**

puedan hacer perder el objetivo anterior.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

d. CRISTALERIA PELDAR S.A. en el numeral 3 anterior presentó argumentos, los cuales solicita que sean resueltos para clarificar el aspecto de la competitividad.

e. Finalmente, CRISTALERIA PELDAR S.A. le ofrece a su Ministerio la disposición para trabajar con ASOENERGIA en los mecanismos que garanticen los objetivos a los cuales se hizo referencia previamente.

Cordialmente,

David De Greiff
Gerente Energía LA
Cristaleria Peldar S.A.

Comentario 28
De: Presidencia Asoenergía
presidencia@asoenergia.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 17:21

asoenergía

Bogotá D.C., 9 de febrero de 2017

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 – 31, CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios Decreto 110118

Estimado Doctor Arce:

Reciba un cordial saludo, ASOENERGÍA se dirige a usted con el fin de manifestar sus comentarios respecto al Decreto 110118 de 2018 y al documento de soporte, los cuales plantean los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esperamos que ellos contribuyan en forma positiva a lograr un sector de generación eléctrica acorde con las necesidades de confiabilidad y competitividad, que necesita el país.

Adicionalmente, lo que se presenta en este documento, es el resultado de un análisis conjunto de la mayoría de las empresas grandes consumidoras de energía del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. En conjunto, analizamos rigurosamente lo indicado en el Decreto y el documento soporte y como consecuencia de ese análisis, respetuosamente nos permitimos presentar una serie de conclusiones y recomendaciones poniéndolas a su consideración.

El documento está compuesto inicialmente por una Introducción donde se resumen los soportes y objetivos del Decreto; posteriormente, se ha visto conveniente plantear los lineamientos que la demanda considera deben de seguirse para la expansión del sector de generación en Colombia; enseguida se desarrollan unos comentarios particulares sobre el Decreto; y se finaliza con unas Conclusiones.

1. INTRODUCCION

ASOENERGÍA ha considerado conveniente transcribir los elementos fundamentales de la propuesta de Decreto, para después y en base a ellos, plantear las opiniones correspondientes[1][2]

[1] Se ha tomado lo que se considera más relevante de estipulado en la Propuesta de Decreto
[2] La negrilla y subrayado es nuestro

a. **Objeto**. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar **un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo** para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). *Negrilla fuera de texto*

b. **Ámbito de aplicación**. - Esta sección **aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados** del servicio de energía eléctrica. *Negrilla fuera de texto*

c. **Objetivos.** - El mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto deberá cumplir con los siguientes objetivos:

   i) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
   ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.
   iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.
   iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.
   v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica.
   vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

d. **Traslado a la fórmula tarifaria.** - La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto **a la tarifa de los usuarios finales**, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley. *Negrilla fuera de texto*

2. LINEAMIENTOS A SEGUIR CON EL PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

a. La demanda ha venido de forma insistente manifestando su preocupación por la falta de competitividad de la matriz de generación colombiana y su implicación en los costos de contratos bilaterales de largo plazo y de cómo esa falta de competitividad se hará más latente con el predominio del gas importado como fuente para la generación de las plantas de esa tecnología en el país.

b. La Demanda insiste que los costos de generación en Colombia están muy por encima de los que el país puede alcanzar y que eso está: afectando notoriamente la competitividad industrial, produciendo unos sobrecostos a la demanda esencial y generando un mayor esfuerzo en subsidios por parte del Estado.

c. La Demanda ha manifestado la necesidad de plantear esquemas que propendan **por una sustitución** de los recursos de generación más costosos por recursos de generación más competitivos que también le den la confiabilidad que el sistema requiere.

d. La demanda ha manifestado que Colombia cuenta con recursos energéticos abundantes que le pueden garantizar dicha sustitución y que se de en forma competitiva y con confiabilidad.

e. La Demanda ha manifestado la imperiosa necesidad de estructurar un esquema donde haya una real competencia en el sector de generación tanto en su fase de Expansión como en la de Operación. En la fase de Expansión se considera que no hay competencia, que el esquema solo mantiene los mismos jugadores actuales del mercado e impide la entrada de nuevos desarrolladores. En la Fase de Operación se considera que tampoco hay competencia, fundamentalmente por la existencia de activos ineficientes económicamente, los cuales se están convirtiendo en plantas definidoras del precio en el mercado de generación en Colombia.

f. Finalmente, la demanda considera que son más que bienvenidas todas las tecnologías, dentro de ellas las denominadas FRCER, **en la medida y solo en la medida, que ellas contribuyan a estructurar una matriz de generación además de confiable y amigable realmente competitiva.**

3. COMENTARIOS PARTICULARES SOBRE EL DECRETO

Para ello, ASOENERGÍA partirá de los "Objetivos" del Decreto presentados en el numeral 1.c., anterior

a. **Reducir las Emisiones del sector de generación eléctrica:** La matriz energética colombiana es una de las más limpias del mundo y esa característica se va a fortalecer aún más con la entrada en operación de las centrales de Pescadero – Ituango en sus fases I y II, y con la migración de varias plantas de Diesel a Gas Importado.

   Con el mayor respeto ASOENERGÍA se atreve a afirmar que el cumplimento de las metas, en tan importante objetivo, deben de buscarse en los verdaderos sectores generadores de emisiones como son el sector

Transporte y el sector Ganadero y no en el sector de generación, el cual cumple con creces su cuota en el tema. Se recomienda poner énfasis en los sectores realmente generadores de CO2.

b. **Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica:** La confiabilidad del Sector de Generación fue plenamente probada en el pasado Fenómeno del "Niño", el cual se distinguió no solamente por su intensidad y su duración, sino por los problemas que surgieron con la indisponibilidad casi total del embalse más grande del país y con la indisponibilidad total de plantas como Guatape, Termoflores, etc. Esa prueba desde el punto de vista de confiabilidad demostró que en esa materia las cosas se vienen haciendo muy bien y que el cuidado con que se viene definiendo la "Energía Firme" del sistema ha sido correcto, y en consecuencia no se debe de cambiar. Por lo tanto, también con respeto nos parece que ésta tampoco es una razón para argumentar la validez de la entrada de las FNCER.

c. **Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.**

Es en este aspecto donde la Demanda quiere centrar sus observaciones y comentarios. La verdad es que, si esto ocurre, la Demanda celebra la entrada en operación de las FNCER. Sin embargo, quiere plantear las siguientes reflexiones y preocupaciones

- La mejor forma de garantizar que la premisa de competitividad se cumpla es a través de las fuerzas del mercado. Es decir, que, si esta tecnología es competitiva por sí misma, que lo demuestre con ofrecimientos a la demanda en condiciones contractuales de firmeza y de precio.

- La duración contractual, al menos en el caso de la demanda industrial, no debería definirse por decreto. La industria colombiana, en muchos casos y por diferentes razones, no considera conveniente desarrollar estructuras contractuales de 10 o más años, como lo han solicitado los desarrolladores de este tipo de proyectos. La realidad es que si los proyectos son verdaderamente competitivos no se debería de temer por la consecución de estructuras de financiación como las que se vienen empleando para el resto de las tecnologías, máxime con la disposición de varias instituciones financieras a este tipo de proyectos. Si esta competitividad no existiera, eso indicaría que no se estaría contribuyendo a una formación de precios eficiente, lo cual es contrario a lo que se busca.

- En el caso de los ingresos por confiabilidad, no hay duda de que esta tecnología debería de garantizar la firmeza que se le exija y en caso de no

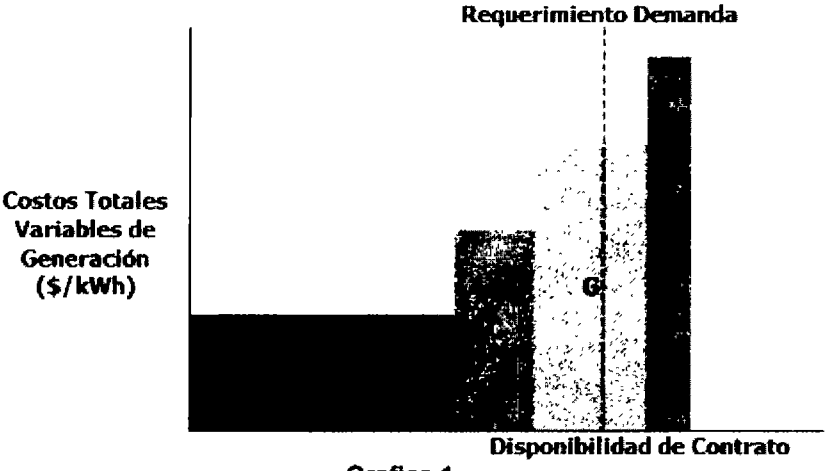
alcanzarla, debería el mismo proyecto buscar su misma cobertura en forma tal que termine siendo competitivo para la demanda.

No sería válido que la demanda le pagara a las FNCER una confiabilidad y adicionalmente, también tuviera que pagar más confiabilidad a las otras plantas permanentemente disponibles para el respaldo de las primeras.

- ASOENERGÍA no considera oportuno hacer subastas de cargo por tecnología. Las subastas deben de poder contar con un concurso del mayor número de participantes en forma simultánea para garantizar una adecuada formación de precios. Llegar a pensar en hacer una subasta solo para una tecnología específica, podría implicar que por falta de competencia la demanda tenga que pagar precios por encima del mercado.

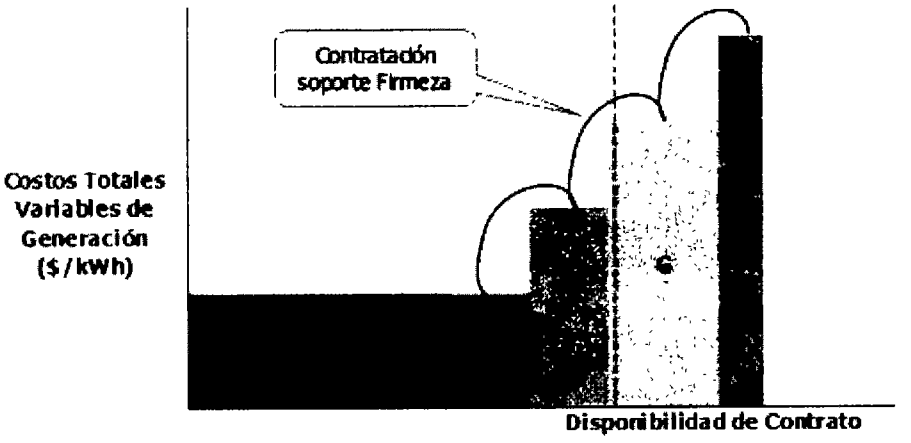
- En el campo contractual, la Demanda considera que las FNCER por sus costos tan bajos de operación, la entrada de este tipo de Proyectos generaría un desplazamiento de las tecnologías más caras en la matriz energética, tal como se explica en las siguientes dos Graficas.

Antes de la Entrada



Grafica 1

Después de la Entrada de las FNCER



Grafica 2

Sin embargo, no debe de olvidarse que para el caso de la contratación mediante contratos a largo plazo y acá haremos referencia a la demanda industrial, se requiere que la entrega sea permanente hora a hora. En consideración a lo anterior, un contrato en firme por parte de una FNCER, implicaría que ella debería de buscar la cobertura de dicha firmeza con el resto de las plantas del sistema y su precio de oferta al industrial debería de tener en cuenta esto. La gran preocupación es si con el precio de cobertura proveniente de otros recursos, el precio de oferta de la FNCER es competitivo para la demanda. Si eso es posible bienvenidas esas tecnologías. En caso contrario, la demanda tendría que subsidiarlas sobre los cual ASOENERGÍA no estaría de acuerdo.

- No hay duda de la gran complementariedad que tendrían las FNCER con los recursos que permiten almacenar energía, como sería las plantas hidráulicas con embalse y la posibilidad que tienen entre sí para complementar su firmeza.

- Si la idea que se está pensando, es desarrollar una subasta de precios entre los FNCER, además de ser un cambio total en los esquemas que se han venido siguiendo para estructurar la confiabilidad del sistema, también lo es para los usuarios No Regulados, quienes negocian con la oferta los contratos de energía, para lo cual los comentarios indicados previamente son perfectamente válidos.

- Es claro que, de acuerdo con lo indicado en los ejemplos anteriores, la real sustitución en la Matriz Energética de Generación **no se estaría dando**.

Es verdad que habría probablemente una sobreoferta, pero ella no implicaría una sustitución real de los recursos costosos. Todo lo contrario, se mantendría la necesidad de contar con todo el parque generador para garantizar la firmeza contractual y lo inquietante e inaceptable sería que la demanda tuviera que pagar por esa sobreoferta.

- Finalmente, podrían presentarse periodos de sobreoferta de generación a unos precios en el mercado Spot competitivos y bajos. Sin embargo, esta no es la modalidad contractual que busca la demanda, ni tampoco parecería que esa fuera la modalidad que le permitiría a las FNCER cerrar sus proyectos.

d. **Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.**

Sobre este argumento, la demanda respetuosamente indica que como en cualquier país, la línea que define el sector de generación eléctrica en el fomento de las FNCER se dará en la medida que el producto sea competitivo.

e. **Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica:** ASOENERGÍA considera que ya se respondió este planteamiento previamente en los literales a., b., y c., anteriores.

f. **Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.** ASOENERGÍA considera que ya se respondió este planteamiento previamente particularmente en los literales b., y c., anteriores.

4. CONCLUSIONES

a. La Demanda insiste en la necesidad de que exista una sustitución de activos de generación costosos, por activos otros más competitivos y que también generen confiabilidad.

b. La demanda considera que la entrada de las FNCER son más que bienvenidas, en la medida que mejoren la competitividad en el sistema manteniendo su confiabilidad.

c. Para poder validar ese propósito ASOENERGÍA **comedidamente le solicita al Sr Ministro que adicional al Decreto se acompañe el esquema de reglamentación que se le está solicitando a la CREG.** A ASOENERGÍA le genera una gran preocupación que elementos del decreto tan amplios como:

asoenergía

- **".... un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo".**
- **".... aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados".**
- La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata ..... **a la tarifa de los usuarios finales.**

puedan hacer perder el objetivo anterior.

d. ASOENERGÍA, en el numeral 3 anterior presentó argumentos, los cuales solicita que sean resueltos para clarificar el aspecto de la competitividad.

e. Finalmente, ASOENERGÍA le ofrece a su Ministerio la disposición para trabajar en los mecanismos que garanticen los objetivos a los cuales se hizo referencia previamente.

Cordialmente,

MARÍA LUISA CHIAPPE DE VILLA
Presidente Ejecutiva
ASOENERGÍA

MINMINAS

Comentario 29
De: Daniel Rebolledo Delgado <dreboll@ingetec.com.co>
Fecha: 9 de febrero de 2018, 18:01

Estimados Señores,

En relación con el 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones.*", tenemos el siguiente comentario:

La generación de energía eléctrica mediante fuentes fotovoltaicas y eólicas, principal parte de las FNCER disponibles en Colombia, si bien aportan al abastecimiento del volumen de energía firme requerido para evitar racionamientos de energía, no aportan al abastecimiento de la potencia firme requerida para evitar racionamientos de potencia en horas de alta demanda. Lo anterior debido a que tanto la generación fotovoltaica como la eólica dependen de la disponibilidad de radiación solar y viento que presentan variaciones o ausencias intradiarias y estacionales.

Por lo tanto, debe cuidarse que el aumento en la participación de la generación fotovoltaica y eólica en la atención de la demanda de energía, en busca de los objetivos planteados en el Proyecto de Decreto en comento, no ponga en riesgo la atención del servicio de energía eléctrica durante las horas de máxima demanda.

Proponemos por lo tanto que dentro de los objetivos planteados en el Artículo 2.2.3.8.7.3 del proyecto de decreto en comento se incluya el que la incorporación de la generación eléctrica mediante FNCER se efectúe tomando las medidas complementarias necesarias para no afectar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica en horas de alta demanda.

Para el efecto recomendamos que la CREG establezca los mecanismos regulatorios, técnicos y de mercado necesarios para reconocer económicamente el servicio de potencia firme para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en horas de alta demanda, como es usual en otros países.

Igualmente recomendamos que la UPME determine, proyecte y evalúe la disponibilidad de potencia firme de las diferentes centrales de generación y su suficiencia respecto de la demanda máxima. Lo anterior teniendo en cuenta no solo la situación planteada respecto de las FNCER (eólica y fotovoltaica) sino también lo siguiente, que en parte ya viene siendo contemplado en los planes de referencia de expansión de la generación:

+ La potencia generable en las centrales hidroeléctricas con niveles bajos en los embalses, en particular al final de los períodos de estiaje.

+ La potencia generable en las centrales hidroeléctricas a filo de agua durante períodos de estiaje.

+ La disponibilidad de las centrales de generación de todo tipo.

Comentario 30
De: <vatia@vatia.com.co>
Fecha: 9 de febrero de 2018, 18:19

Santiago de Cali, febrero 09 de 2018

VATIA S.A E.S.P
Correspondencia Despachada
Sede. VATIA CALI
Fecha de Radicación 09/02/2018-11:34 AM
Usuario Radicador Oscar Augusto Garcia
D-268-2018-1

Ministro
DR. GERMAN ARCE ZAPATA
Ministerio De Minas y Energía
pciudadana@minminas.gov.co
Bogotá D.C

ASUNTO: COMENTARIOS PROYECTO DE DECRETO LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FNCER

Cordial saludo

De antemano se agradece la posibilidad que da el Ministerio a presentar comentarios al documento del asunto, el cual determina los lineamientos de politica para la implementación de un mecanismo de largo plazo que integre las fuentes no convencionales de energia renovable (FNCER) al parque generador

La inclusión de las FNCER en la matriz energética del sistema además de la diversificación (en una proporcion que de sebe de definir) permitirá a la demanda obtener una mayor oferta y en la medida que se materalicen los proyectos ofrecerá una mayor dinámica al mercado de contratos Sin embargo, es importante asegurar que los precios resultantes en cualquiera de las alternativas serán competitivos y la formación de estos será eficiente para la demanda regulada y/o no regulada

Verificando las experiencias de otros paises en cuanto a la inclusión de las FNCER, se ha evidenciado que las diferentes tecnologías tienen un altisimo desarrollo y que los costos asociados a estas nuevas tecnologias son cada vez más económicos y eficientes. Es por esta razon que para dinamizar los proyectos de FNCER no se requiere de nuevos mecanismos y mucho menos subvenciones Estas tecnologías hoy dia ya están en capacidad de competir en igual de condiciones con las demás fuentes convencionales de energia y tecnologias para la generación de energia

Con relación, al contenido de la propuesta de decreto, se plantean algunos comentarios de carácter general, los cuales se espera sean tenidos en cuenta, entre ellos:

ROL DE LA DEMANDA EN LAS FNCER

El desarrollo de los proyectos de generación en FNCER se debe dar por mecanismos propios del mercado y de la competencia. Es decir, no es conveniente para el mercado, introducir tecnologías que no ofrecen confiabilidad las 24 horas del día, a partir de un posible subsidio sobre ingresos de estas tecnologías. A nuestro entender, no es recomendable que la demanda regulada de manera obligatoria asuma el eventual sobre costo en su tarifa para "viabilizar" la incorporación de las FNCER. En ese sentido es importante tener en cuenta.

1. Beneficios Ley 1715 de 2014 y/o Reforma tributaria Ley 1819 de 2016. Consideramos que para los proyectos en FNCER, no es necesario definir incentivos adicionales a los establecidos en la Ley 1715 (descuento de la base de renta, 50% de la inversión, exención de IVA y arancel, depreciación acelerada) y la Ley 1819 que brinda la posibilidad de exención por 15 años del impuesto de renta (Artículo 99). Lo anterior, basados en que hoy en día los proyectos de FNCER, son viables bajo los mismos mecanismos que lo fueron los más de 800 MW de plantas menores que operan en el mercado. En conclusión, estas fuentes de energía que son aprovechables (en vez de despachables) tienen la opción de firmar contratos bilaterales de tipo Pague lo Generado, de plazos entre 8 y 15 años (dependiendo las exigencias del banco financiador) sin necesidad de incentivos adicionales en la operación.

2. Energía Verde y competencia en el mercado: Actualmente, el régimen de competencia en el mercado minorista en Colombia, no es exclusivo del mercado No Regulado. Existen diferentes opciones de generadores y comercializadores integrados o no que venden energía en el mercado regulado a usuarios finales que valoran atributos diferentes de la energía que está estructurada por los comercializadores en los diferentes portafolios. Por ejemplo, VATIA es una empresa que atiende casi 30 mil usuarios regulados en Colombia a partir de un portafolio basado 100% en energía renovable, donde podemos destacar la generación a partir de PCHs (propias y ajenas) y a partir de la Biomasa de los ingenios azucareros del Valle del Cauca. En el caso que se defina un nuevo mecanismo y su traslado por un componente adicional en la formula tarifaria, el hecho de obligar a la demanda regulada a comprar porcentaje de energía a partir de FNCER, implicaría homogenizar la oferta y dado el caso, pudiera desincentivar la decisión, hoy voluntaria, de los consumidores finales regulados, que gracias al esquema de competencia actual tienen la oportunidad de escoger a su comercializador, ya sea por atributos como el precio o como en el caso de VATIA, por atributos como la procedencia renovable del producto que se ofrece.

3. Estabilidad de la demanda Regulada de un comercializador: De acuerdo con el punto anterior, y entendiendo que en el mercado regulado hay competencia, las alternativas de un nuevo mecanismo, no deberían suponer que la demanda regulada es estática dentro del comercializador que la atiende al momento de la asignación. Adicional, al desarrollo natural de la competencia en el mercado regulado, que puede ampliar o disminuir las cuotas de participación de un agente, existen fenómenos de volatilidad de precios (como el presentado entre los años 2012 al 2016), cuando la tarifa de energía del mercado No Regulado empezó a

superar los precios de la tarifa regulada en muchos mercados de comercialización Lo anterior, generó una desbandada de usuarios del mercado No regulado al mercado regulado (estimamos que el 10% de la demanda regulada del país cumple criterios para participar en el mercado No Regulado) ampliando la exposición a bolsa y de paso la base de demanda regulada de todos los comercializadores. Con este tipo de situaciones, una vez esta demanda regresa al mercado No Regulado (cuando la oferta de contratos de venta de energía sea suficiente), se generaría una distorsión porque una menor demanda regulada estaría asumiendo la totalidad del eventual subsidio a la operación de las FNCER

Agradeciendo la oportunidad brindada

Atentamente

LUIS FERNANDO SANDOVAL MANRIQUE
Representante Legal

Vatia
Nit: 817001892 - 1
Principal: Avenida 6N # 47N-32
PBX: (2) 665 2400 - **Fax:** (2) 666 1182
Cali - Colombia

MINMINAS

Comentario 31
De: Johan Martinez
jmartinez@asocana.org
Fecha: 9 de febrero de 2018, 18:14

Doctor
Germán Arce Zapata
Ministro de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Estimado Ministro Arce

La definición e implementación de un mecanismo que promueva la contratación de los proyectos de generación fuentes no convencionales de energía renovable – FNCER - es una buena señal para el mercado, en la medida que permite tener herramientas para realizar la debida planificación de las inversiones.

El Sector Agroindustrial de la Caña tiene un importante potencial para desarrollar proyectos de cogeneración con base en biomasa. Actualmente cuenta con un total de 263 MW de capacidad instalada, de los cuales se aportan 100 MW al SIN como excedentes aprovechables. Esta capacidad de cogeneración con base en biomasa principalmente, puede incrementarse a 346 MW instalados, incrementado los excedentes exportables al SIN en 70 MW adicionales.

Consideramos importante enfatizar la neutralidad tecnológica como un criterio fundamental para que el mecanismo que se desarrolle sea aplicable a todas las FNCER. Adicionalmente, es necesario considerar las características de cada una de las tecnología de generación, puesto que por regulaciones paralelas se pueden ver afectadas. Es el caso de los costos asociados al cargo por respaldo de red y a la penalización por transporte de energía reactiva para el caso de los cogeneradores. De igual manera, la cogeneración también se está viendo afectada por los excesivos cargos que están siendo implementados por el impuesto de alumbrado público.

La cogeneración es una clara muestra de eficiencia energética. Realizar cogeneración con biomasa significa que es renovable, adicionalmente a lo eficiente.

Por esta razón, consideramos que las condiciones para una contratación a largo plazo deben considerar las características específicas de las tecnologías y eliminar barreras paralelas que minen la competitividad de alguna tecnología en particular.

MINMINAS

Comentario 32
De: Nathalia Succar Jaramillo
nsuccar@acp.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 18:35

acp

Bogotá, Febrero 9 de 2018.

Doctor
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
Ministerio de Minas y Energía

Asunto: Comentarios Proyecto 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 con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones".*

Apreciado Señor Ministro,

Reciba un saludo respetuoso de la Asociación Colombiana del Petróleo y de las Empresas afiliadas. Por medio de la presente nos permitimos expresarle nuestros comentarios al Proyecto de Decreto de la referencia, el cual fue publicado para comentarios.

El objeto del Decreto es establecer unos lineamientos de política pública para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Además otorga al Ministerio de Minas y Energía la competencia para establecer el instrumento, teniendo en cuenta unos criterios señalados en el Decreto, y traslada los costos de compra de energía al usuario final en los términos que establezca la CREG.

En primer lugar, queremos manifestar que esta Asociaciación entiende la pertinencia de diversificar y fortalecer la matriz energética, incluyendo energías renovables, con el fin de contribuir a la seguridad del Sistema Energético Nacional de manera sostenible. Llama la atención que no mencione también el Gas Natural, considerado una fuente de energía limpia y de especial importancia para el país a futuro; no en vano el Gobierno Nacional y el Ministerio a su cargo impulsa una serie de proyectos para la producción de gas local, en tierra firme y costa afuera, y una segunda planta de importación de gas, pensando no sólo en ampliar la matriz energética sino, en asegurarle al país seguridad energética a futuro.

acp

En segundo lugar consideramos que la creación de incentivos de largo plazo en materia energética, en lo cual se enmarca el Decreto señalado, debe fundarse en la diversificacion de la canasta energética y en la libre competencia. En tal sentido, nos preocuparía que se interpretara como una norma restrictiva cuando el pais requiere de un sistema energético cada vez más robusto, que al tiempo en que contribuya al desarrollo económico y social del País, impacten lo menos posible el precio de la energía para el consumidor final.

Tenemos certeza desde el gremio y la industria, que usted recibe de manera constructiva estos comentarios y que les dará la relevancia que merecen en la revisión de Decreto.

Cordial Saludo

FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA
Presidente Ejécutivo

Copia:

- Dra. Carolina Soto, Alta Consejera Presidencial.
- Dra. Ángela Montoya, Presidente de Acolgén.
- Dr. Orlando Cabrales, Presidente de Naturgas.
- Consejo Directivo y Comité de Gas Natural, ACP.

Comentario 33
De: Gabriel Enrique González Ortiz
gabriel.gonzalez@gerdau.com
Fecha: 9 de febrero de 2018, 18:43

GERDAU
DIACO

Bogotá D.C., febrero 09 de 2017

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios Decreto 110118

Estimado Doctor Arce:

Reciba un cordial saludo, DIACO S.A. se dirige a usted con el fin de manifestar sus comentarios respecto a las Decreto 110118 de 2018 y al documento de soporte, los cuales plantean los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Esperamos que ellos contribuyan en forma positiva a lograr un sector de generación eléctrica acorde con las necesidades de confiabilidad y competitividad, que necesita el país.

Adicionalmente, lo que se presenta en este documento, es el resultado de un análisis conjunto de la mayoría de las DIACO S.A.s grandes consumidoras de energía del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. En conjunto, analizamos rigurosamente lo indicado en el Decreto y el documento soporte y como consecuencia de ese análisis, respetuosamente nos permitimos presentar una serie de conclusiones y recomendaciones poniéndolas a su consideración.

El documento está compuesto inicialmente por una Introducción donde se resumen los soportes y objetivos del Decreto; posteriormente, se ha visto conveniente plantear los lineamientos que la demanda considera deben de seguirse para la expansión del sector de generación en Colombia; enseguida se desarrollan unos comentarios particulares sobre el Decreto; y se finaliza con unas Conclusiones.

GERDAU
DIACO

1. INTRODUCCION

Diaco S.A. ha considerado conveniente transcribir los elementos fundamentales de la propuesta de Decreto, para después y en base a ellos, plantear las opiniones correspondientes[1][2]

a. **Objeto**. - Establecer los lineamientos de política pública para definir e implementar **un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo** para los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). *Negrilla fuera de texto*

b. **Ámbito de aplicación**. - Esta sección **aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados** del servicio de energía eléctrica. *Negrilla fuera de texto*

c. **Objetivos.** - El mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto deberá cumplir con los siguientes objetivos:

   i) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
   ii) Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica ante la variabilidad climática a través de la diversificación de las fuentes y tecnologías del parque generador.
   iii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.
   iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.
   v) Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica.
   vi) Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

d. **Traslado a la fórmula tarifaria.** - La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata el artículo correspondiente del presente Decreto **a la tarifa de los usuarios finales**, de acuerdo con los términos establecidos en la Ley. *Negrilla fuera de texto*

2. LINEAMIENTOS A SEGUIR CON EL PLAN DE EXPANSION DE GENERACION

[1] Se ha tomado lo que se considera más relevante de estipulado en la Propuesta de Decreto
[2] La negrilla y subrayado es nuestro

GERDAU
DIACO

a. La demanda ha venido de forma insistente manifestando su preocupación por la falta de competitividad de la matriz de generación colombiana y su implicación en los costos de contratos bilaterales de largo plazo y de cómo esa falta de competitividad se hará más latente con el predominio del gas importado como fuente para la generación de las plantas de esa tecnología en el país.

b. La Demanda insiste que los costos de generación en Colombia están muy por encima de los que el país puede alcanzar y que eso está: afectando notoriamente la competitividad industrial, produciendo unos sobrecostos a la demanda esencial y generando un mayor esfuerzo en subsidios por parte del Estado.

c. La Demanda ha manifestado la necesidad de plantear esquemas que propendan **por una sustitución** de los recursos de generación más costosos por recursos de generación más competitivos que también le den la confiabilidad que el sistema requiere.

d. La demanda ha manifestado que Colombia cuenta con recursos energéticos abundantes que le pueden garantizar dicha sustitución y que se de en forma competitiva y con confiabilidad.

e. La Demanda ha manifestado la imperiosa necesidad de estructurar un esquema donde haya una real competencia en el sector de generación tanto en su fase de Expansión como en la de Operación. En la fase de Expansión se considera que no hay competencia, que el esquema solo mantiene los mismos jugadores actuales del mercado e impide la entrada de nuevos desarrolladores. En la Fase de Operación se considera que tampoco hay competencia, fundamentalmente por la existencia de activos ineficientes económicamente, los cuales se están convirtiendo en plantas definidoras del precio en el mercado de generación en Colombia.

f. Finalmente, la demanda considera que son más que bienvenidas todas las tecnologías, dentro de ellas las denominadas FRCER, **en la medida y solo en la medida, que ellas contribuyan a estructurar una matriz de generación además de confiable y amigable realmente competitiva.**

3. COMENTARIOS PATICULARES SOBRE EL DECRETO

Para ello Diaco S.A. partirá de los "Objetivos" del Decreto presentados en el numeral 1.c., anterior

a. **Reducir las Emisiones del sector de generación eléctrica:** La matriz energética colombiana es una de las más limpias del mundo y esa característica se va a fortalecer aún más con la entrada en operación de las centrales de Pescadero – Ituango en sus fases I y II, y con la migración de varias plantas de Diesel a Gas Importado.

Con el mayor respeto Diaco S.A. se atreve a afirmar que el cumplimento de las metas, en tan importante objetivo, deben de buscarse en los verdaderos sectores generadores de emisiones como son el sector Transporte y el sector Ganadero y no en el sector de generación, el cual cumple con creces su cuota en el tema. Se recomienda poner énfasis en los sectores realmente generadores de CO2.

b. **Fortalecer la resiliencia del sector de generación de energía eléctrica:** La confiabilidad del Sector de Generación fue plenamente probada en el pasado Fenómeno del "Niño", el cual se distinguió no solamente por su intensidad y su duración, sino por los problemas que surgieron con la indisponibilidad casi total del embalse más grande del país y con la indisponibilidad total de plantas como Guatapé, Termoflores, etc. Esa prueba desde el punto de vista de confiabilidad demostró que en esa materia las cosas se vienen haciendo muy bien y que el cuidado con que se viene definiendo la "Energía Firme" del sistema ha sido correcto, y en consecuencia no se debe de cambiar. Por lo tanto, también con respeto nos parece que ésta tampoco es una razón para argumentar la validez de la entrada de las FNCER.

c. **Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.**

Es en este aspecto donde la Demanda quiere centrar sus observaciones y comentarios. La verdad es que, si esto ocurre, la Demanda celebra la entrada en operación de las FNCER. Sin embargo, quiere plantear las siguientes reflexiones y preocupaciones

- La mejor forma de garantizar que la premisa de competitividad se cumpla es a través de las fuerzas del mercado. Es decir, que, si esta tecnología es competitiva por sí misma, que lo demuestre con ofrecimientos a la demanda en condiciones contractuales de firmeza y de precio.

- La duración contractual, al menos en el caso de la demanda industrial, no debería definirse por decreto. La industria colombiana, en muchos casos y por diferentes razones, no considera conveniente desarrollar estructuras contractuales de 10 o más años, como lo han solicitado los desarrolladores de este tipo de proyectos. La realidad es que si los proyectos son verdaderamente competitivos no se debería de temer por la consecución de estructuras de financiación como las que se vienen empleando para el resto de las tecnologías, máxime con la disposición de varias instituciones financieras a este tipo de proyectos. Si esta competitividad no existiera, eso indicaría que no se estaría contribuyendo a una formación de precios eficiente, lo cual es contrario a lo que se busca.

- En el caso de los ingresos por confiabilidad, no hay duda de que esta tecnología debería de garantizar la firmeza que se le exija y en caso de no alcanzarla, debería el

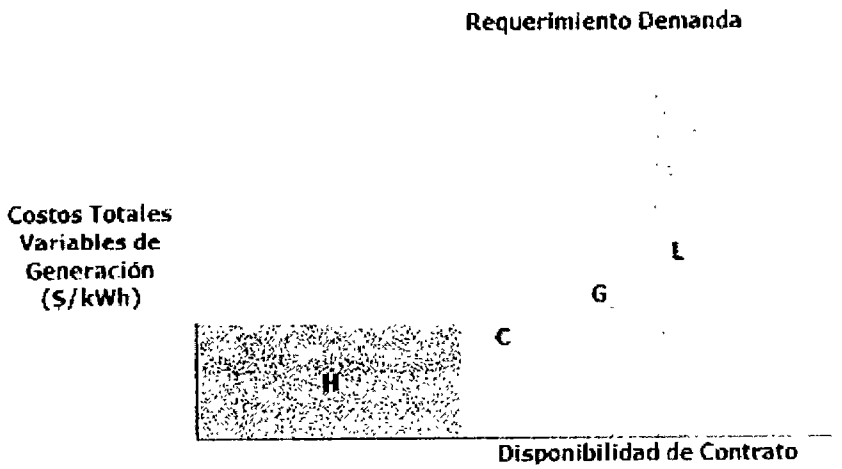
mismo proyecto buscar su misma cobertura en forma tal que termine siendo competitivo para la demanda.

No sería válido que la demanda le pagara a las FNCER una confiabilidad y adicionalmente, también tuviera que pagar más confiabilidad a las otras plantas permanentemente disponibles para el respaldo de las primeras.

- Diaco S.A. no considera oportuno hacer subastas de cargo por tecnología. Las subastas deben de poder contar con un concurso del mayor número de participantes en forma simultánea para garantizar una adecuada formación de precios. Llegar a pensar en hacer una subasta solo para una tecnología especifica, podría implicar que por falta de competencia la demanda tenga que pagar precios por encima del mercado.

- En el campo contractual, la Demanda considera que las FNCER por sus costos tan bajos de operación, la entrada de este tipo de Proyectos generaría un desplazamiento de las tecnologías más caras en la matriz energética, tal como se explica en las siguientes dos Graficas.

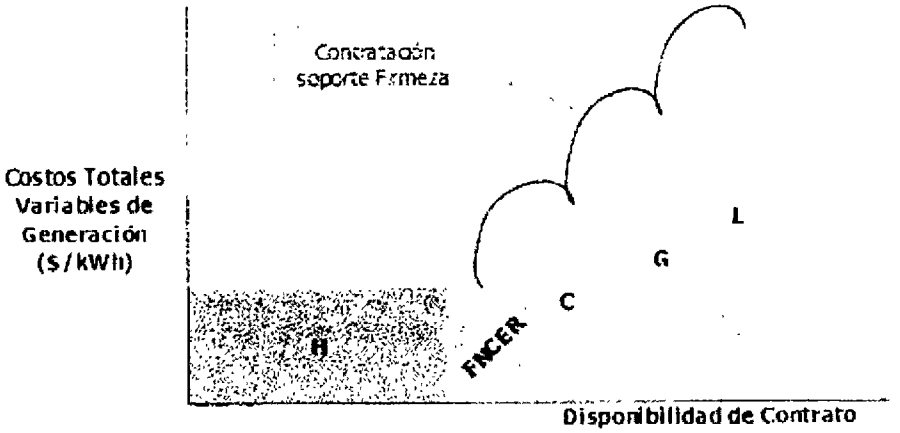
Antes de la Entrada



Grafica 1

Después de la Entrada de las FNCER

GERDAU
DIACO



Grafica 2

Sin embargo, no debe de olvidarse que para el caso de la contratación mediante contratos a largo plazo y acá haremos referencia a la demanda industrial, se requiere que la entrega sea permanente hora a hora. En consideración a lo anterior, un contrato en firme por parte de una FNCER, implicaría que ella debería de buscar la cobertura de dicha firmeza con el resto de las plantas del sistema y su precio de oferta al industrial debería de tener en cuenta esto. La gran preocupación es si con el precio de cobertura proveniente de otros recursos, el precio de oferta de la FNCER es competitivo para la demanda. Si eso es posibles bienvenidas esas tecnologías. En caso contrario, la demanda tendría que subsidiarlas sobre los cual Gerdau S.A. no estaría de acuerdo.

- No hay duda de la gran complementariedad que tendrían las FNCER con los recursos que permiten almacenar energía, como sería las plantas hidráulicas con embalse y la posibilidad que tienen entre sí para complementar su firmeza.

- Si la idea que se está pensando, es desarrollar una subasta de precios entre los FNCER, además de ser un cambio total en los esquemas que se han venido siguiendo para estructurar la confiabilidad del sistema, también lo es para los usuarios No Regulados, quienes negocian con la oferta los contratos de energía, para lo cual los comentarios indicados previamente son perfectamente válidos.

- Es claro que, de acuerdo con lo indicado en los ejemplos anteriores, la real sustitución en la Matriz Energética de Generación **no se estaría dando**. Es verdad que habría probablemente una sobreoferta, pero ella no implicaría una sustitución real de los

recursos costosos. Todo lo contrario, se mantendría la necesidad de contar con todo el parque generador para garantizar la firmeza contractual y lo inquietante e inaceptable sería que la demanda tuviera que pagar por esa sobreoferta.

- Finalmente, podrían presentarse periodos de sobreoferta de generación a unos precios en el mercado Spot competitivos y bajos. Sin embargo, esta no es la modalidad contractual que busca la demanda, ni tampoco pareceria que esa fuera la modalidad que le permitiría a las FNCER cerrar sus proyectos.

d. **Fomentar el desarrollo económico sostenible del país.**

Sobre este argumento, la demanda respetuosamente indica que como en cualquier país, la línea que define el sector de generación eléctrica en el fomento de las FNCER se dará en la medida que el producto sea competitivo.

e. **Aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable del país para la generación de energía eléctrica:** Gerdau S.A. considera que ya se respondió este planteamiento previamente en los literales a., b., y c., anteriores.

f. **Mitigar los efectos futuros del Cambio Climático en la disponibilidad de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y aumentar y aumentar la complementariedad de los recursos disponibles para atender la demanda futura de energía eléctrica.** Gerdau S.A. considera que ya se respondió este planteamiento previamente particularmente en los literales b., y c., anteriores.

4. CONCLUSIONES

a. La Demanda insiste en la necesidad de que exista una sustitución de activos de generación costosos, por activos otros más competitivos y que también generen confiabilidad.

b. La demanda considera que la entrada de las FNCER son más que bienvenidas, en la medida que mejoren la competitividad en el sistema manteniendo su confiabilidad.

c. Para poder validar ese propósito Gerdau S.A. **comedidamente le solicita al Sr Ministro que adicional al Decreto se acompañe el esquema de reglamentación que se le está solicitando a la CREG.** A Gerdau S.A. le genera una gran preocupación que elementos del decreto tan amplios como:

- **"…. un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo".**

GERDAU
DIACO

- **"... aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía, así como también a los usuarios no regulados".**

- La CREG **establecerá el esquema para trasladar los costos de compra de energía resultantes** de la aplicación del mecanismo del que trata ..... **a la tarifa de los usuarios finales.**

puedan hacer perder el objetivo anterior.

d. Gerdau S.A., en el numeral 3 anterior presentó argumentos, los cuales solicita que sean resueltos para clarificar el aspecto de la competitividad.

e. Finalmente, Gerdau S.A. le ofrece a su Ministerio la disposición para trabajar con ASOENERGIA en los mecanismos que garanticen los objetivos a los cuales se hizo referencia previamente.

Cordialmente,

Gabriel González Ortiz
Gerente de Logistica & Suministros
Gerdau Diaco

DIRECCION Calle 87 No. 19a-27 Piso 7° Bogotá D.C. • PBX (1) 600 3900
E-mail: www.gerdau.com.co

MINMINAS

Comentario 34
De: Helmuth Gallego
h.gallego@biogas.com.co
Fecha: 9 de febrero de 2018, 21:37

Muy apreciados señores:

En mi condición de Presidente de Biogás Doña Juana S.A.S. E.S.P. respetuosamente me dirijo a ustedes con el fin de formular los comentarios de nuestra Compañía en relación con este proyecto de Decreto.

Antes de dejar a su consideración la alternativa que abajo se detalla, es procedente llamar su atención acerca de que este Gobierno lleva ya ocho años, durante los cuales todos sus Funcionarios han hablado sobre su voluntad de fomentar las fuentes no convencionales de energía, sin que hasta la fecha se haya hecho nada para ello.

Todas las normas hasta ahora emitidas por este gobierno simplemente son un saludo a la bandera y en general, como sucede con este proyecto de Decreto, simplemente dilatan cualquier acción a tomar y constituyen una indebida delegación de responsabilidades que no se quieren asumir. Obsérvese que desde la discusión del proyecto de Ley que luego se convirtió en la Ley 1715, no se ha evidenciado un interés real en fomentar este tipo de energías. Solo se han hecho públicos pequeños indicios sobre lo que se dice querer. De fondo y sinceramente, jamás una Autoridad gubernamental durante estos ocho años ha hecho algo por fomentar las Fuentes no convencionales de energía. Cada vez que se ha anunciado o publicado una norma, queda en el aire la sensación de que la solución real para la implementación de las energías renovables en Colombia simplemente no se quiere.

En efecto, este Decreto simplemente delega nuevamente funciones en la CREG, la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, incluso sin limitar el tiempo en el cual tales entidades deberían ejecutar las actividades que presuntamente deberían ser ejecutadas. El Ministerio de Minas y Energía lleva ya ocho años sin ejecutar tales actividades a pesar de que todos los Ministros y Viceministros han hablado de la favorabilidad de estas Fuentes no convencionales de energía para el País.

Debido a la demora en la implementación de beneficios ciertos y reales para las energías renovables, el día en que nuevamente se tenga una larga temporada de sequía, obviamente se verá que la matriz energética de Colombia no habrá alcanzado la resiliencia necesaria y no se habrá preparado para soportar variaciones climáticas como lo indica claramente el presunto objetivo (ii) del proyecto de decreto en consulta. En consecuencia, no se entiende porqué este Gobierno no toma alguna medida real para el fomento de las FNCER en el MEM.

Ya ha pasado también más de un año desde que la CREG emitió en el año 2016 para consultas el documento CREG 161 sin que hasta la fecha alguna de las iniciativas o fórmulas allí plasmadas se hubiera intentado llevar a la práctica y poco a poco los inversionistas (fundamentalmente europeos) que han creído en este País, se siguen desencantando, lo cual no le hace nada bien a Colombia.

PROPUESTA DE REGULACIÓN.

Con el propósito de evitar que reine el total desencanto en la comunidad inversionista, respetuosamente solicito a ustedes que en lugar de expedir un Decreto como el propuesto, le resultaría muy útil a Colombia y a este gobierno que antes de su finalización en Agosto del 2018, por lo menos, en un sencillo Decreto, se le de vida jurídica a un mecanismo (cualquiera) que elimine la volatilidad del precio de generación para que los promotores de los proyectos que confiados en las promesas de este Gobierno, hicieron en los últimos dos o tres años fuertes inversiones para construir sus proyectos de FNCER. El Documento 161 de la CREG ya señaló alternativas aceptables para todos que le permiten a los promotores de proyectos de FNCER contar con un escenario financiero más estable, sin generar un traumatismo en el MEM.

En efecto, si se toma como referencia el aludido Documento 161 de la Creg, se constata que allí, este Gobierno esbozó un incentivo que ayuda a los promotores de las FNCER, pero también se encuentra totalmente ajustado a las necesidades de la matriz energética colombiana.

Tal incentivo es el denominado por ese Documento como contrato de energía media (EPA). Tal incentivo no está enfocado en la solución de los problemas de la generación con FNCER, sino que potencializa el beneficio que éstas pueden dar al sistema eléctrico en condiciones de estrés y adicionalmente brinda seguridad debido a los compromisos generados por este tipo de contratos.

Por esas bondades, esa alternativa delineada por la misma Creg, puede permitir al mercado establecer una meta anual para la integración de las energías renovables no solamente en términos de energía sino adicionalmente en relación a las reducciones de emisiones, toda vez que los proyectos correspondientes, deberían tener una obligación de generar una cantidad al año de energía y por lo tanto, en virtud a su operación, ayudarán a cumplir la meta país de desarrollo en bajo carbón.

Sólo así, en un corto plazo y a bajo costo, este Gobierno todavía puede brindar las herramientas y los controles para que se cumplan dos objetivos principales:

a) Diversificar y robustecer la matriz energética; y,

b) Disminuir las emisiones por la actividad de generación eléctrica

Si ello realmente se quiere, entonces, el proyecto de Decreto en lugar de traer el texto propuesto, deberá simplemente ordenar:

1. Que el mecanismo para la implementación y fomento de las FNCER, consistirá en organizar una subasta en la que se defina como meta la cantidad de energía que debe ingresar al sistema en MWh en una base anual.

2. Que el ingreso a dicha subasta deberá estar limitado únicamente a agentes que hacen parte del mercado eléctrico y que tienen los proyectos de generación con FNCER por lo menos en una etapa de implementación.

3. Que cada participante deberá suministrar el par compuesto por la energía generada en Mwh año contra el precio del Kwh necesario para su correcto funcionamiento, adicionando el potencial de reducción de emisiones que tendrá su respectivo proyecto o programa.

4. Que el orden de los contratos será por mérito de precio de menor a mayor hasta que se cumpla el objetivo de generación con FNCER que será integrada al sistema para el horizonte de los contratos.

5. Que el criterio de desempate será el proyecto que genere mayor reducción de emisiones aportando más al compromiso colombiano ratificado en el Acuerdo de París.

6. Que el precio que regirá para todos los contratos será el precio del último contrato que ingrese al mecanismo y el tiempo de duración deberá ser de 15 años para garantizar la estabilidad jurídica y comercial de los promotores de la generación con FNCER.

7. Que durante cada uno de los años de vigencia del contrato desde que se comience la operación comercial se realizará un balance de la energía realmente despachada y se establecerán los márgenes necesarios para el correcto funcionamiento del mecanismo. Si la cantidad de energía realmente generada por el proyecto FNCER es menor a la comprometida, el Agente deberá reponer el valor de la energía faltante. En caso de que la energía sea mayor, el excedente se le retribuirá al promotor.

8. Que cada 5 años se revisarán las cantidades de energía despachada y se podrán ajustar de acuerdo a la generación real y a las necesidades provistas por el Ministerio de medio ambiente, la CREG, o la UPME. En todo caso, esta modificación estará limitada por el comportamiento de la generación real.

9. Nada más. Si este Gobierno antes del 7 de Agosto del 2018 expide una norma con estos ocho sencillos puntos, los inversionistas internacionales y las empresas grandes colombianas que ya están adelantando estos proyectos, podrían siempre afirmar que este gobierno hizo mucho por las Fuentes no convencionales de energía y por la necesaria complementariedad que requiere la matriz energética de Colombia.

Cordialmente,

Helmuth Gallego
Representante legal
Biogas Doña Juana S.A.S. ESP
Calle 101 No. 12 - 42
Bogotá - Colombia
Phone: +57 1 7425719
h.gallego@biogas.com.co

MINMINAS

Comentario 35
De: Ángela Padilla Álvarez <APadilla@gecelca.com.co>
Fecha: 9 de febrero de 2018, 19:27

GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P

Gecelca S.A. E.S.P.

Bogotá, D.C.

GECELCA S.A. E.S.P.
CENTRO ADMINISTRACION DOCUMENTAL
CAD
09 02 2018 8:44:16
OFESE

Doctor
GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C

Asunto: **Comentarios al Proyecto de Decreto – Lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable**

Respetado doctor Arce:

Valoramos la oportunidad brindada para remitir nuestros comentarios al proyecto de decreto y al documento que lo acompaña, y compartimos el esfuerzo realizado por el Ministerio buscar alternativas que permitan el ingreso al Sistema Eléctrico Nacional de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales – FNCER, el crecimiento verde, la eficiencia energética y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero – GEI, con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos por el país en el COP21.

No obstante, observamos que los análisis presentados en el documento están enfocados al compromiso de reducción de emisiones GEI respecto a las emisiones proyectadas al largo plazo, sin embargo, no se realiza un análisis detallado sobre el impacto que se tendría en la confiabilidad del servicio de energía, la resiliencia que manifiesta que se lograría con el mix de tecnologías y la eficiencia económica del mercado de energía

Nuestra recomendación respecto al ingreso de las FNCER al mercado eléctrico colombiano es que esta debe realizarse de manera gradual, estableciendo un porcentaje de potencia máxima, resultado de mayores análisis de detalle, teniendo en cuenta que los estudios realizados hasta la fecha, están basados en supuestos teóricos muy generales que no dan

PROSPERIDAD PARA TODOS

GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P.

Gecelca S.A. E.S.P.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto – Lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable

certeza o confianza del comportamiento final del Sistema y su impacto en el Mercado de Energía.

Como complemento a los comentarios, anexamos nuestros análisis al documento del decreto, los cuales esperamos constituyan un aporte en la construcción de los objetivos del decreto y con la entrada de las FNCER.

Quedamos a su disposición ante cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,

GECELCA S.A. E.S.P.
CENTRO ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL
CAD
[illegible]
[illegible]

ARGEMIRO TABOADA FERNÁNDEZ
Jefe de Área Transacciones Comerciales

ANEXO

1. La alta variabilidad de las FNCER hace que su energía firme sea un porcentaje bajo de su capacidad instalada, por tanto, se prevé que se podría requerir de la instalación de capacidad complementaria de fuentes convencionales, para respaldar los huecos de potencia que podrían generarse, llevando al sistema a una posible sobre instalación de capacidad.

   Además, se exigiría una rápida respuesta ante estos huecos de potencia a las plantas convencionales (térmicas) ya instaladas, lo que conllevaría al desgaste de éstas, sobre todo ante Fenómenos el Niño.

2. Las fuentes de FNCER no tienen la misma inercia y aportes de reactivos que las fuentes convencionales. Si consideramos que la mayoría de la expansión proyecta ubicarse en la Guajira, se prevé un fuerte impacto en las restricciones y en los requerimientos de capacidad complementaria convencional para respaldar la nueva capacidad.

3. Las FNCER no tienen la posibilidad de ofrecer los servicios complementarios exigidos a las fuentes convencionales, como regulación primaria y AGC, lo que llevaría al incremento en los requerimientos de estos servicios. Esto se evidencia en la "Propuesta de Requerimientos Técnicos para la Integración de Fuentes de Generación Sincrona al SIN realizada por XM a la CREG", en la cual sugieren que la reserva primaria sea del 3%, se evalúe al menos una vez al año y que la reserva secundaria se calcule diariamente.

4. No es posible saber con certeza cuál sería el impacto de la implementación de FNCER al Sistema Interconectado Nacional. Teniendo en cuenta las experiencias de los países presentados en el documento y sus diferencias con el Sistema Colombiano, se observa que han tenido dificultades en su ingreso y se han presentado impactos en los mercados y en la operación de las plantas con fuentes convencionales de energía eléctrica inclusive teniendo una demanda y una capacidad de respaldo capaz de absorber las volatilidades de las FNCER

5. Lo que es deseable es que la entrada de las FNCER se realice de manera paulatina, de forma que permita controlar los posibles efectos adversos en la operación del Sistema, el impacto sobre las plantas existentes y los precios del mercado.

6. En el establecimiento del escenario de referencia para fijar la meta de reducción de emisiones, es necesario tener en cuenta que los valores medidos en el sector eléctrico estarían afectados por diferentes variables como un incremento en la generación térmica por eventos El Niño, o por veranos deficitarios hasta el 2014.

7. Sin embargo, en la figura 3 del documento que acompaña el decreto se observa la fuerte reducción en las emisiones en el 2017, cuando el mercado se encuentra en condiciones normales o con posibilidades de un evento La Niña. Adicionalmente, a partir del 2019 se espera la entrada del proyecto Ituango, con 2400 MW de capacidad, lo cual se espera tenga un efecto positivo en la generación limpia en el país, lo que nos lleva a cuestionarnos si la entrada masiva de FNCER realmente justifica los impactos que se podrían presentar en el Sistema y en el Mercado. Consecuentemente, se sugiere replantear la proyección hecha a través del escenario BAU con respecto a las emisiones del sector de Generación de Energía Eléctrica (18.27MTon CO2eq) considerando el escenario 7 del Plan de expansión G-T de la UPME, debido a que si se consideran las emisiones del año 2017 con respecto a las del 2010 se observa que las emisiones se han reducido considerablemente (4.37MTon CO2eq). Lo cual hace pensar en un replanteamiento del potencial de reducción encargado para sector de Minas, Energía e Hidrocarburos (11.2Mton de CO2eq).

8. En el análisis realizado para identificar la matriz de diversificación deseable para el Sistema llama la atención los resultados de los índices o alternativas analizadas:

   a. El índice Shannon – Wiener (SWI) analizado para Colombia muestra valores muy bajos, inclusive para eventos El Niño, lo que demuestra una necesidad de diversificación de fuentes de energía para minimizar la dependencia de la generación hidráulica. Sin embargo, la entrada de FNCER con baja

energía firme no le asegura al país que se alcancen las necesidades de diversificación ante eventos críticos.

b. El Índice Herfindahl – Hirschman (HHI) muestra una realidad que no puede pasar desapercibida para el Ministerio y el Regulador y es la elevada concentración de poder de mercado evidenciada en el análisis y que solo disminuyó durante el pasado evento El Niño. Es importante tener en cuenta esta situación, si tenemos en cuenta que este poder de mercado lo representan los agentes con plantas hidráulicas y que son los potenciales representantes de los grandes proyectos de FNCER registrados ante la UPME. Esta situación incrementará la inequidad en la competencia en el Mercado Eléctrico y desplazará a las plantas térmicas a carbón, más eficientes en la cadena energética, que no tienen asegurados sus ingresos por cargo por confiabilidad en el largo plazo.

Como conclusión al tema de la diversificación, no compartimos las señales negativas dadas en el documento sobre la generación térmica, ya que es evidente que en condiciones deficitarias el precio de la energía y el costo de la operación se incrementa, no por las plantas térmicas existentes si no precisamente por las plantas que acusan déficit y que tienen el poder de mercado en el Sistema, incrementando los precios varias veces por encima del costo de racionamiento sin una justificación real de su magnitud, ya que terminan produciendo la energía que no alcanza a cubrir el parque térmico.

9. Traslado de los costos de la entrada de las FNCER a la demanda. En este punto no vemos claro como el costo de la energía se va a reducir, si no es mediante el sacrificio de las fuentes convencionales existentes, que en el mediano plazo realizarían un reacomodo de los precios buscando el balance en sus operaciones comerciales, lo cual no es más que incrementando los precios. ¿Cuál sería el efecto si los agentes con poder de mercado fueran los mismos representantes de las FNCER?

10. Finalmente, no compartimos las conclusiones del documento sobre el impacto positivo medio ambiental o sobre el patrimonio cultural, por la generación de las

FNCER al sustituir generación fósil convencional como carbón y gas. Este análisis no es necesariamente ajustado a la realidad nacional, si tenemos en cuenta que durante condiciones hidrológicas normales las plantas térmicas están mayormente optimizadas (fuera de servicio disponibles), por lo que las fuentes energéticas desplazadas serían las plantas hidráulicas. Consecuentemente en condiciones deficitarias, las FNCER no desplazarían a las térmicas si no que serían complemento para las plantas hidráulicas. Creemos que no es necesario la estigmatización de la generación a carbón para promover las ventajas sobre el medio ambiente de las FNCER.

Teniendo en cuenta el potencial de reservas de carbón con que cuenta el país y los avances en los temas de reducción de emisiones de las tecnologías de generación con este combustible, sugerimos respetuosamente analizar las señales negativas que se están emitiendo por parte del ente generador de las políticas públicas energéticas y de uso de los recursos.

Adicionalmente, consideramos conveniente profundizar el análisis de los impactos ambientales que enfrentarán estas tecnologías y que no se mencionan en los documentos como son:

1. Elevado número de generadores eólicos para conformar un parque generador, en terrenos con dificultades para acceder a licencias ambientales, permisos, y consultas previas. Así mismo, el ruido que estos equipos generan en las zonas de influencia.
2. Grandes extensiones de terrenos para granjas solares, que podrían des optimizar el uso del suelo.
3. Planes de disposición final de baterías utilizadas por las granjas solares, teniendo en cuenta su impacto potencial en el medio ambiente una vez cumplan su vida útil.

Fecha de elaboración del informe: 20 de Febrero 2018

AIDA MARCELA NIETO PENAGOS
Coordinadora Grupo de Participacion y Servicio al Ciudadano

Proyecto y Reviso: Martha Isabel Jaime Galvis
Aprobo: Aida Marcela Nieto Penagos.