



GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución “Por la cual se reglamenta el artículo 296 de 2019”

Fecha de inicio de publicación: 10 de Agosto de 2019

Fecha fin de publicación Inicial: 16 de Agosto de 2019

Solicitantes:

Dr. Luis Julián Zuluaga López
Oficina de Asuntos Regulatorios y
Empresariales

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

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

Medios de recepción comentarios: correo. pciudadana@minenergia.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.minenergia.gov.co/foros?idForo=24130579&idLbl=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2019>



Listado de Foros de Agosto De 2019

Proyecto de resolución que reglamenta el artículo 296

Sector Energía

Fecha Inicio 10 de agosto de 2019

Fecha Fin 16 de agosto de 2019

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se pública para participación ciudadana el Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento propuesto

Proyecto de Resolución "[Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019](#)"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pciadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo viernes 16 de agosto de 2019.

Ilustración 1 Divulgación: MinEnergía/Atención al Ciudadano/Foros

Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"
Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"
lunes 12 de agosto de 2019, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinEnergía
Sector: General

Ilustración 2 Divulgación: MinEnergía/Noticias

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al documento denominado: "Proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de 2019"; Recibió Quince (15) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:



- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Comentarios

Comentario 1

De: XM S.A –E-S-P Sumamos energías para que los colombianos tengan la mejor energía.

Fecha: 16 de Agosto de 2019

Asunto: Adjuntamos comunicación XM 013512 -1 del 16 de agosto de 2019.

CORREO ELECTRÓNICO info@xm.com.co



6020 – 2.11

CITese 013512 – 1 XM
MEDELLIN, AGO – 16 – 2019 05:18 PM
ORIGEN : 6020 VIA : 2

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31
Teléfono: (091) 220 0300
Correo electrónico: menergia@minminas.gov.co;
pciudadana@minenergia.gov.co
Bogotá D.C. Cundinamarca

Asunto: Comentarios Proyecto Resolución MME
Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019

Respetada doctora María Fernanda:

En relación con el proyecto de resolución del asunto, nos permitimos presentar los siguientes comentarios:

Comentarios Generales:

1. Consideramos que los mecanismos de contratación para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo -PND-, no deberían quedar limitados a plazos de 10 años o más, ya que la misma ley se refiere a contratos de largo plazo, sin embargo, no establece un plazo mínimo. Adicionalmente, la situación de cada comercializador es particular, en cuanto a la conformación de su portafolio y su respectiva gestión de riesgo y definir requerimientos adicionales a los ya establecidos en la ley pueden restringir la capacidad de construir su portafolio para la adecuada gestión de sus riesgos y, eventualmente, el riesgo particular puede convertirse en riesgo sistémico para todo el Mercado.

Por otro lado, los mecanismos de comercialización de la Resolución CREG 114 de 2018 cumplen con todas las condiciones para garantizar una adecuada formación de precios, son anónimos, se basan en la neutralidad y propenden por la liquidez. El hecho de poner restricciones de que sólo se transen contratos con duración mayor a 10 años, iría en contra de estos objetivos. Principalmente, se vería afectada la eficiencia, tanto en la formación de precios como en la gestión de riesgos, debido a la baja liquidez que existiría en el mercado para estos contratos. Podría repetirse la experiencia de otros mercados donde al presentarse incumplimientos, las contrapartes no quedaban con más opción que enfrentar la volatilidad del mercado spot.

Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xm.com.co



Adicionalmente, las condiciones de anonimato que se exigen en estos mecanismos de la Resolución CREG 114 de 2018 podrían verse desvirtuadas por la información que debe hacerse constar en cuanto a la naturaleza del proyecto de quien vende y la identidad de quien compra. Así mismo, es claro que estos mecanismos obedecen a reglas propias de mercados financieros, lo cual dificulta la armonización con contratos condicionados a una generación de determinadas plantas.

En cuanto al mercado de energía mayorista tal como funciona hoy, los contratos son financieros. Vincularlos a la generación de una planta determinada introduce una condición física que no es consistente con las reglas actuales.

2. Por otro lado, evidenciamos que el Proyecto en consulta guarda estrecha relación con la Resolución que la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG puso en consulta en la Resolución CREG 079 de 2019 y sobre la cual XM dentro de la oportunidad prevista remitió el comunicado con citese XM 012922-1 del 9 de agosto con los respectivos comentarios. Adjuntamos dicha comunicación.

Por lo anterior, nos permitimos recomendar al Ministerio y a la CREG que se analice la incorporación en las resoluciones definitivas que expidan el Ministerio a partir de la Resolución del asunto y la CREG en la resolución definitiva de la Resolución CREG 079 de 2019 los comentarios que deban ser armonizados entre ambos actos.

Comentarios de Detalle:

Respecto del Artículo 6 del proyecto de resolución en consulta tenemos los siguientes comentarios:

- i. El numeral 1 del mencionado artículo establece lo siguiente:

"1. Dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la firma de los contratos producto de los mecanismos de mercado mencionados en el numeral 3 del Artículo 4 de la presente Resolución, el administrador, subastador, o la entidad que haga sus veces, de cualquiera de dichos mecanismos, enviará un reporte al ASIC indicando los contratos suscritos bajo el respectivo mecanismo y que cumplan con la totalidad de las condiciones establecidas en el Artículo 4 de la presente Resolución.

En relación con las convocatorias públicas que realicen los comercializadores minoristas para la celebración de contratos de energía destinados a atender su Mercado Regulado que se realicen con las reglas que se adopten como definitivas a partir del proyecto en consulta publicado en la Resolución CREG 079 de 2019, debe quedar explícito en la Resolución definitiva que expida el Ministerio que corresponderá al Comercializador responsable de la convocatoria declarar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- el cumplimiento o no de lo establecido en el numeral 1 del Artículo 6 transcrito.



Lo anterior considerando que la función del ASIC como Administrador del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas -SICEP no le hace "Administrador del Mecanismo" y por tanto no le corresponde asumir responsabilidades que para los efectos del Seguimiento y Control que realizará la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios debe quedar en cabeza del Comercializador respectivo.

Por lo anterior, proponemos la siguiente redacción para el numeral 1 del Artículo 6:

"1. *Dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la firma de los contratos producto de los mecanismos de mercado mencionados en el numeral 3 del Artículo 4 de la presente Resolución, el administrador del mecanismo, subastador, o la entidad que haga sus veces, de cualquiera de dichos mecanismos, enviará un reporte al ASIC indicando los contratos suscritos bajo el respectivo mecanismo y que cumplan con la totalidad de las condiciones establecidas en el Artículo 4 de la presente Resolución.*

En el caso de los contratos suscritos como resultado de las Convocatorias Públicas para el Mercado Regulado el reporte al ASIC será remitido por el comercializador que adjudicó la convocatoria."

En el mismo sentido, se deberá incluir en la Resolución definitiva que se expida por parte de la CREG en el numeral 10.6 de la Resolución CREG 079 de 2019 que esta será una obligación adicional del comercializador, por lo tanto sugerimos la siguiente redacción:

El comercializador que adjudica la convocatoria pública para el mercado regulado deberá remitir al ASIC la declaración del cumplimiento el numeral 1 del Artículo 6 de la Resolución del MME (definitiva) en caso de que aplique según las condiciones de la convocatoria.

"2. *Para el momento en que el ASIC efectúe el registro de los contratos asignados en cada mecanismo de mercado, deberá indicar en el registro si dichos contratos cumplen o no con las condiciones establecidas en el Artículo 4 de la presente Resolución, tomando como base la información suministrada por el administrador del mecanismo de mercado en virtud de lo dispuesto en el numeral anterior."* (Subrayado fuera de texto)

El ASIC entiende que en la información de registro que se confirma a cada uno de los agentes involucrados en un contrato deberá incluir, dentro de las condiciones de registro la información que haya recibido en el reporte que, de acuerdo con el numeral 1 del Artículo 6 de la Resolución definitiva del Ministerio, haya recibido asociada a cada contrato, y que no corresponde al ASIC verificar o certificar que dichos contratos cumplen o no las condiciones establecidas en el Artículo 4 del proyecto en consulta, y por tanto proponemos la siguiente redacción para este numeral:



"2. Para el momento en que el ASIC efectúe el registro de los contratos asignados en cada mecanismo de mercado, deberá incluir dentro de la información del registro la información suministrada en virtud de lo dispuesto en el numeral anterior."

Quedamos atentos a aclarar cualquier inquietud relacionada con los puntos mencionados.

Cordialmente,

CECILIA INES MAYA OCHOA
Gerente Mercado de Energía

Anexo: Comunicado XM 201944012922-1

Copia:

- Doctor CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA, Director Ejecutivo- creg@creg.gov.co, christian.jaramillo@creg.gov.co

CITese 013512-1 XM
MEDELLIN, AGO-16-2019 05:18 PM

6020 - 2.11

Abrir con

CITese 012922-1 XM
MEDELLIN, AGO-09-2019 07:23 PM
ORIGEN : 6020 VIA : 2

Doctor
CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
Calle 116 No. 7- 15, Interior 2, Oficina 901, Ed. Cusezar
Teléfono: (0_1) 603 20 20
Fax: (0_1) 603 20 49
Correo electrónico: creg@creg.gov.co, christian.jaramillo@creg.gov.co
Bogotá D.C.

CITese 013512-1 XM
MEDELLIN, AGO-16-2019 05:18 PM
ORIGEN : 6020 VIA : 2

Asunto: Comentarios Resolución CREG 079 de 2019

Respetado doctor Jaramillo:

En atención a lo previsto en la Resolución CREG 079 de 2019: *Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores minoristas en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado"*, nos permitimos presentar dentro de la oportunidad establecida comentarios al proyecto en consulta:



Comentarios Generales:

1. Consideramos que los mecanismos de contratación para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo -PND-, no deberían quedar limitados a plazos de 10 años o más, ya que la misma ley se refiere a contratos de largo plazo, sin embargo, no establece un plazo mínimo. Adicionalmente, la situación de cada comercializador es particular, en cuanto a la conformación de su portafolio y su respectiva gestión de riesgo y definir requerimientos adicionales a los ya establecidos en la ley pueden restringir la capacidad de construir su portafolio para la adecuada gestión de sus riesgos y, eventualmente, el riesgo particular puede convertirse en riesgo sistémico para todo el Mercado.

Por otro lado, los mecanismos de comercialización de la Resolución CREG 114 de 2018 cumplen con todas las condiciones para garantizar una adecuada formación de precios, son anónimos, se basan en la neutralidad y propenden por la liquidez. El hecho de poner restricciones de que sólo se transen contratos con duración mayor a 10 años, iría en contra de estos objetivos. Principalmente, se vería afectada la eficiencia, tanto en la formación de precios como en la gestión de riesgos, debido a la baja liquidez que existiría en el mercado para estos contratos. Podría repetirse la experiencia de otros mercados donde al presentarse incumplimientos, las contrapartes no quedaban con más opción que enfrentar la volatilidad del mercado spot.

Comentarios de Detalle:

3. En el Artículo 9 del proyecto en consulta se establecen las responsabilidades de los comercializadores que realizan convocatorias públicas así:

"9.2 En caso de que el comercializador minorista identifique cualquier situación en la que no pueda cumplir con lo establecido en esta resolución, debe suspender el proceso de convocatoria pública, hasta que haya resuelto la situación de incumplimiento." (Subrayado fuera de texto)

Al respecto, consideramos necesario que se establezca en la resolución definitiva que cuando el comercializador suspenda el proceso de convocatoria, el comercializador debe indicar esta condición en el SICEP. Además, sugerimos que se indiquen las consecuencias o acciones que debe realizar el comercializador una vez reactive el proceso, acciones tales como actualización de fechas del cronograma, y si el proceso puede estar suspendido por un tiempo indefinido.



suspendido por un tiempo indefinido.

Recomendamos a la Comisión, analizar los casos en los cuales una convocatoria se quede en estado suspendido, si debe ser incluida dentro de la muestra a ser auditada. Finalmente, si la Comisión considera que una convocatoria puede quedar en estado suspendido, sugerimos incluirlo en el numeral 22.6.

4. El Artículo 10 del proyecto en consulta, establece los procedimientos que deben seguir el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC- como administrador del SICEP, y los comercializadores cuando se lleven a cabo convocatorias públicas para la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado, al respecto presentamos los siguientes comentarios:



Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xm.com.co

- a. En el Numeral 10.1.8. se establece que el comercializador debe informar acerca de la publicación del Aviso de Convocatoria Pública en el SICEP, sin embargo, no se establece el plazo máximo para que el comercializador realice esta divulgación.
- b. En el Numeral 10.1.9. se establece el mínimo contenido que debe tener el Aviso de Convocatoria Pública que se envía al ASIC, y las fechas del cronograma de la convocatoria. Al respecto presentamos los siguientes comentarios:
 - i. Sugerimos a la Comisión, dejar explícito en la resolución definitiva que las fechas límites y plazos establecidos en la convocatoria que presente el comercializador deben estar alineados con los plazos que se tienen en la resolución para la interacción de información entre el comercializador y el SICEP, y que el comercializador es responsable de que esta condición se presente.
 - ii. Sugerimos a la Comisión, dejar explícito en la reglamentación las consecuencias que tendría un comercializador si presenta al ASIC el Aviso de la Convocatoria Pública y el Cronograma de la misma sin la información mínima contenida en la resolución, y si en estas condiciones el mismo debe ser rechazado por el ASIC.
- c. El Numeral 10.2.1. indica que el comercializador debe solicitar al ASIC la publicación en el SICEP de los *pliegos de condiciones para consulta*. Al respecto, entendemos que cuando el comercializador informa al ASIC el Aviso de Convocatoria Pública el mismo debe contener entre otros la *fecha de publicación de los pliegos de condiciones para consulta*, tal como lo indica el Numeral 10.1.9. En ese sentido, las fechas que se establecen en el Numeral 10.2.1. que tienen como



objetivo que se publiquen *los pliegos de condiciones para consulta* en el expediente del SICEP deben armonizarse con las fechas indicadas en el Aviso de la Convocatoria. Para ello sugerimos la siguiente redacción:

"El comercializador minorista debe solicitar al ASIC la publicación de los pliegos de condiciones para consulta en el expediente electrónico del SICEP, asociándolo con el Código de la convocatoria, a más tardar dos (2) días hábiles antes de la fecha indicada para tal fin en el Aviso de Convocatoria Pública. El plazo entre la fecha de publicación de pliegos de condiciones para consulta y la fecha límite para la publicación de pliegos definitivos es un periodo de (30) días calendario contados a partir de la fecha de publicación de los pliegos de condiciones a consulta en el SICEP."

Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xm.com.co

En caso de que la Comisión considere que la fecha en la cual el comercializador debe enviar al ASIC la publicación de los pliegos de condiciones para consulta es independiente de la fecha que indicó el comercializador para esta actividad dentro del Aviso de Convocatoria Pública, solicitamos a la Comisión lo siguiente:

- i.* Dejar explícito en la resolución definitiva que las fechas indicadas en el cronograma de la convocatoria dentro del Aviso de Convocatoria Pública del que trata el Numeral 10.1.9. son de carácter informativo.
 - ii.* En caso de que la Comisión lo considere pertinente, definir un plazo para que el comercializador envíe al ASIC la solicitud de *publicación de los pliegos de condiciones para consulta*.
- d.** En el Numeral 10.2.3. se establece que el comercializador debe informar a los oferentes interesados acerca de la *publicación de los pliegos de condiciones para consulta*, sin embargo, no se establece el plazo máximo para que el comercializador realice esta divulgación.
- e.** El Numeral 10.2.11. indica que en caso de que el comercializador decida realizar modificaciones o adendas en los pliegos de condiciones, debe enviar al ASIC estos cambios para que los mismos sean publicados en el SICEP. Sin embargo, no se establece el plazo que tiene el ASIC para realizar la publicación de las modificaciones o adendas enviadas por el comercializador.
- f.** El Numeral 10.2.12. establece lo siguiente:



f. El Numeral 10.2.12. establece lo siguiente:

"El comercializador minorista debe informar a todos los oferentes interesados, en la misma fecha de publicación de las adendas, que los pliegos fueron modificados y que se encuentran disponibles en el expediente electrónico de la convocatoria en el SICEP a más tardar el siguiente día hábil en que sean recibidos." (Subrayado fuera de texto)

No resulta claro el sentido la expresión: "a más tardar el siguiente día hábil en que sean recibidos", si se refiere a cada comentario o adenda recibido por el comercializador, o si es el plazo para que el comercializador informe a todos los oferentes que los pliegos fueron modificados. Solicitamos a la Comisión dar claridad en la resolución definitiva.



Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xm.com.co



g. En el Numeral 10.2.13. se establece que el comercializador debe remitir al ASIC los pliegos definitivos en la fecha límite de publicación establecida en el Aviso de Convocatoria. Al respecto presentamos los siguientes comentarios:

- i. Establecer el plazo máximo para que el ASIC realice la publicación de esta información en el SICEP.
- ii. Recomendamos que la fecha de remisión de los pliegos al ASIC se realice a más tardar en la fecha límite de publicación establecida en el Aviso de Convocatoria.

h. El Numeral 10.3. establece:

"10.3 Entrega de ofertas. El comercializador minorista que realiza la convocatoria pública debe definir una fecha y hora límites para la entrega de ofertas y comunicarla al ASIC, para que se publique en el expediente electrónico de la convocatoria en el SICEP." (Subrayado fuera de texto)

Al respecto, entendemos que esta fecha es entregada por el comercializador después de la fecha de publicación de pliegos y condiciones definitivos, y es independiente de la fecha indicada por el comercializador en el Aviso de Convocatoria Pública dentro del cronograma de la misma. Por tanto, solicitamos a la Comisión que quede explícita en la resolución definitiva que la fecha límite para la entrega de ofertas publicada en el Aviso de Convocatoria Pública es indicativa.

Por otro lado, sugerimos a la Comisión indicar que la fecha y hora límites para la entrega de ofertas será registrada por el comercializador en el SICEP y de esta forma se publique en el expediente electrónico de la convocatoria.



i. El Numeral 10.6.3. establece:

"10.6.3 El ASIC emite y entrega al comercializador un certificado de cumplimiento en la remisión de la información sobre los resultados de la convocatoria, siempre que esto se haya cumplido y que la información se haya suministrado de forma completa." (Subrayado y negrilla fuera de texto)



Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xcm.com.co

ii. En relación con la expresión "y que la información se haya suministrado de forma completa", entendemos que de acuerdo con el numeral 7.3 del Artículo 7 el cual establece lo siguiente:

"7.3 La información que suministra el comercializador minorista, tanto a los participantes de la convocatoria pública, como al administrador SICEP y a las autoridades de inspección, control y vigilancia, debe ser: amplia, exacta, veraz, oportuna, verificable, confiable, relevante y de calidad, de tal forma que garantice la finalidad para la que fue solicitada y que no induzca a error." (Subrayado fuera de texto)



k. En los numerales 8.14 y 10.8. se establece:

"8.14 Modificar las condiciones de precio, cantidad o pago al momento de facturar los compromisos adquiridos en los contratos suscritos a través de una convocatoria. Se entiende que los valores facturados entre los agentes por concepto de un contrato derivado de una convocatoria pública deben corresponder con los valores liquidados por el ASIC."
(Subrayado fuera de texto)



"10.8 Liquidación y facturación. Los pagos que el comercializador realice a las contrapartes de los contratos resultantes de convocatorias públicas deben corresponder al valor de la liquidación que realice el ASIC." (Subrayado fuera de texto)

Frente a estos numerales solicitamos a la Comisión aclarar que respecto de los contratos, el ASIC no realiza la liquidación de los mismos y por tanto sugerimos la siguiente redacción para estos numerales:

"8.14 Modificar las condiciones de precio, cantidad o pago al momento de facturar los compromisos adquiridos en los contratos suscritos a través de una convocatoria. Se entiende que los valores facturados entre los agentes por concepto de un contrato derivado de una convocatoria pública deben corresponder con los valores considerados por el ASIC para la asignación de cada contrato."

"10.8 Liquidación y facturación. Los pagos que el comercializador realice a las contrapartes de los contratos resultantes de convocatorias públicas deben corresponder con los valores considerados por el ASIC para la asignación de cada contrato."



5. El artículo 15 del proyecto en consulta establece:

"Artículo 15. Cesiones. *Las cesiones en los contratos resultantes de una convocatoria pública no pueden tener la capacidad, el propósito o el efecto de ir en detrimento de los derechos o intereses de los usuarios."*

Al respecto, sugerimos a la Comisión armonizar esta disposición con lo establecido en el Capítulo II de la Resolución CREG 157 de 2011, considerando que en esta última no se encuentra regulada la cesión de contratos, y por tanto el ASIC gestiona estas solicitudes como se establece el Artículo 20 de la Resolución CREG 157 de 2011:



Calle 12 sur 18 - 168 | Teléfono (57 4) 317 2244 | Medellín - Colombia | www.xm.com.co



"Artículo 20. Modificación del registro de un contrato. *Si antes de que se haya registrado un contrato de energía de largo plazo se requiere la modificación de la información suministrada al ASIC para el registro, deberá iniciarse un nuevo registro. Las nuevas condiciones sustituirán las inicialmente informadas.*

Si se requiere la modificación del registro de un contrato de energía de largo plazo previamente registrado, deberá gestionarse un nuevo registro. Una vez se culmine este registro, las nuevas condiciones sustituirán las condiciones del contrato inicialmente registrado. El nuevo registro no dará lugar a reliquidaciones por parte del ASIC, sin perjuicio de las acciones que puedan iniciar quienes se consideren afectados con el registro que fue objeto de modificaciones.
(Subrayado fuera de texto)

Adicional a lo anterior, para las cesiones, solicitamos a la Comisión establecer en la resolución definitiva, que los contratos resultantes de una convocatoria pública no pueden ser cedidos a agentes con los cuales el comercializador se encuentre en situación de control si con este contrato se supera el porcentaje de contratación del comercializador con estos agentes.

6. En el numeral 24.5 del Artículo 24, se indica que el ASIC debe ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria a todos los agentes en el manejo y operación del SICEP, al respecto sugerimos a la Comisión establecer la periodicidad con la cual debe el ASIC realizar esta actividad de tal forma que no se entienda que es una actividad permanente y a la medida de cada comercializador registrado en el mercado.
7. Respecto del Artículo 29 en el cual se establecen las auditorias periódicas:



CITese 012922-1 XM
MEDELLIN, AGO-09-2019 07:23 PM
ORIGEN : 6020 VIA : 2



Sugerimos a la Comisión establecer un plazo para que el Comité Asesor de Comercialización defina una lista de posibles auditores con las que el ASIC realizará la contratación de la auditoría.

8. En el numeral 21.6 se indica que el SICEP debe contar con la certificación ISO 27001, al respecto solicitamos indicar que esta certificación deberá cumplirse a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes a la entrada en operación del SICEP.

Nos ponemos a disposición de la Comisión para revisar el detalle de lo expuesto anteriormente, con el fin de aclarar cualquier inquietud de la Comisión.

Cordialmente,

CECILIA INÉS MAYA OCHOA
Gerente Mercado de Energía

CITese 013512-1 XM
MEDELLIN, AGO-16-2019 05:18 PM
ORIGEN : 6020 VIA : 2

Comentario 2

De: [ANDESCO](#)- Kathrine Simancas Akle -Directora de Energía y Gas

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: Comentarios Proyecto Resolución que reglamenta el artículo 296 PND

Correo electrónico: kathrine.simancas@andesco.org.co



Cordial saludo,



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución n°	"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"
Fecha inicio:	10/08/2019
Fecha fin:	16/08/2019
Fecha Comentario:	16/08/2019
Datos de	Correo electrónico: kathrine.simancas@andesco.org.co
Nombre de la empresa o interesado:	ANDESCO

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Sobre la medida de obligatoriedad	General	<p>En primer lugar, queremos ratificar nuestro apoyo permanente con una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica y la integración de fuentes renovables no convencionales, que además de aportar a la seguridad del abastecimiento del servicio de energía eléctrica permitan a los usuarios beneficiarse de los precios competitivos con los que estas tecnologías hoy cuentan.</p> <p>Sin embargo, como lo hemos manifestado en ocasiones anteriores, consideramos que para ello no es necesario obligar a la demanda (los usuarios) a comprar de un tipo específico de fuente de generación. La imposición de cuotas mínimas de ciertas tecnologías resulta inconveniente para la misma demanda, ya que no garantizan, y de hecho puede afectar, la formación eficiente de precios, evitando con ello que el usuario se beneficie de la competencia que pueda existir entre los oferentes, como en un mercado.</p> <p>No obstante lo anterior, entendemos que esta medida quedó establecida en la Ley y por ello a continuación nos referimos prolijamente al contenido de</p>

Activar Windows
La Continuación de Windows para activar Windows



			la propuesta.
2	Análisis de impacto normativo	General	En la propuesta, vemos ausente el análisis de impacto normativo ex ante de la medida, en línea con las buenas prácticas de la OCDE, a las que el país se ha comprometido. Si bien, el Ministerio ha avanzado en la implementación de esta buena práctica, en esta ocasión nos llama la atención que no se haya publicado un documento que acompañe la propuesta en el que se identifiquen los posibles impactos para el mercado y sus participantes. Por ejemplo, consideramos que este análisis debe contemplar el impacto que la medida tendría en las señales de precio para los usuarios, así como la justificación de por qué lo más conveniente es establecer un valor fijo del 10% en lugar de conservar el rango del 8 al 10% establecido en la Ley.
3	Condiciones de cumplimiento	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Si bien en el artículo 4º del Proyecto se busca que la compra obligada del 10% de la energía con fuentes no convencionales, esté condiciona a la contratación a través de tres mecanismos que poseen o buscan tener definidas ciertas reglas que facilitan la formación eficiente de precios, vemos que existen dificultades para su aplicación. Los siguientes aspectos llevarían a que posiblemente solo se pueda cumplir la medida a través de las subastas que se desprenden del Decreto 0570 de 2018: - Los principios establecidos en el artículo 3º de la Resolución CREG 114 de 2018 que deben cumplir los mecanismos de comercialización de energía eléctrica que se aprueben este marco incluye, entre otros, la neutralidad; así mismo, una de las condiciones es el anonimato de la identidad de los participantes. Por lo tanto, sugerimos que se revise cómo podría aplicarse dichos mecanismos para el cumplimiento de la medida de obligatoriedad planteada. - En el caso de la propuesta de Resolución CREG 079 de 2019, dentro del procedimiento de las D15convocatorias, cuando se refiere a la evaluación de ofertas, el numeral 10.4.1 indica expresamente que los comercializadores no podrán utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios como tipo de tecnología, ubicación o clase de planta, existencia o no en respaldo físico o en contratos. Adicionalmente, cabe mencionar que para lo que se contrate a través de las convocatorias públicas que adelantan los comercializadores para el mercado regulado a las que se refiere esta norma, hoy

			contempla restricción en el traslado de costos vía tarifa, lo cual genera un desincentivo a la aplicación de este mecanismo para el cumplimiento de la medida. En todo caso, contemplar que en las convocatorias de contratación de energía o en los mecanismos que se establezcan en el marco de la resolución CREG 114 de 2018 se hagan asignaciones por tecnología, modificaría el criterio de asignación por precio.
4	Condiciones de cumplimiento - Ajustes normativos	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Ahora bien, se debe tener en cuenta que, para la aplicación de la obligatoriedad para el mercado regulado según la propuesta, para lo que se contrate a través del mecanismo que se depende del Decreto 0570 de 2018, como resultado de la subasta tendrían que etiquetarse el tipo de demanda a atender a la hora de registrar los contratos. En tal sentido, se deberán realizar los ajustes en la normatividad vigente de esta subasta para incluir este requisito.
5	Condiciones de cumplimiento - Coordinación temporal de medidas	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Cabe mencionar que, también es necesaria la coordinación temporal entre la medida propuesta y los mecanismos regulatorios y de mercado que aún hacen falta por establecer de manera definitiva, para analizar integralmente las alternativas que tendrían los comercializadores para el cumplimiento. Lo anterior se refiere a la resolución definitiva de la Resolución CREG 079 de 2019, aún en consulta, y a los mecanismos propuestos en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, que todavía no se encuentran aprobados.

Activar Windows





6	Periodo de exigibilidad de la obligación	Artículo 5. Exigibilidad de la obligación	<p>Por su parte, el artículo 5º de la propuesta contempla que la obligación será exigible a partir de enero de 2023, y no se contempla hasta cuando se aplicaría, a pesar de que el artículo 296 en cuestión indica que “las condiciones de inicio y vigencia de la obligación serán definidas en dicha reglamentación”. Lo anterior, considerando que la permanencia de esta medida en el tiempo tendría efectos en las señales de expansión de generación. Al respecto, es importante destacar que la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo corresponde al cuatrienio del periodo presidencial, por lo que esta medida debe contener señales claras sobre el carácter temporal de la misma. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta lo analizado por la Honorable Corte Constitucional y preferido en la sentencia C-092 de 2018, en tanto que la reglamentación de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 debería entenderse en el ámbito de la vigencia temporal de dicha Ley.</p> <p>Adicionalmente, es importante tener en cuenta que en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, que hacen parte de la mencionada Ley, se estableció que la meta trazada por el Gobierno Nacional para el año 2022 de la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable es de 1500MW.</p> <p>Por lo expuesto anteriormente, respetuosamente sugerimos que la exigibilidad de la obligación del artículo 296 del PND se supedita a la vigencia de la Ley 1955 de 2019, es decir sin que la misma supere el plazo que va hasta el 31 de diciembre de 2022 o el cumplimiento de la meta de 1500 MW prevista en las bases que integran dicha Ley, lo que primero ocurra. Lo anterior, siempre que se refieran a las compras de energía realizadas a partir de la entrada en vigencia de la resolución definitiva y que exista la oferta suficiente para ello.</p> <p>Consideramos que con lo anterior se apunta a atender el objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, y daría un paso considerable para que posteriormente, y con los mecanismos de contratación hoy establecidos, las tecnologías puedan competir libremente con precios de mercado.</p>
7	Seguimiento y control de la obligación - Criterios	Artículo 6. Seguimiento y control de la obligación	Del numeral 2 del artículo 6º, se entiende que el ASIC será quien indique en el registro si los contratos cumplen o no con las condiciones establecidas en el Artículo 4º de la propuesta de resolución; al respecto, consideramos importante definir claramente los criterios con base en los cuales de declarará dicho cumplimiento.
8	Seguimiento y control de la obligación -	Artículo 6. Seguimiento y	No obstante lo anterior, para el seguimiento y control de la obligación consideramos importante tener en cuenta que hoy los contratos de compras de energía son del tipo financiero y no físico, y por tanto se suscriben entre agentes y a la hora de realizar su registro ante el mercado de energía mayorista los mismos no se asocian a una planta de generación; de hecho, el oferente no discrimina en ningún caso el tipo de fuente del cual provendrá la energía
9	Cumplimiento de la obligación	Artículo 7. Cumplimiento de la obligación	Teniendo en cuenta que a razón de lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018 los comercializadores tienen la obligación de comprar la energía proveniente de generadores distribuidos, sugerimos que, para calcular el cumplimiento de la obligación planteada en la propuesta de resolución, se consideren estas compras, cuando las mismas provengan de fuentes renovables no convencionales.
10	Cumplimiento de la obligación	General	Por otro lado, cabe mencionar que, la obligatoriedad del 10% en las compras de energía sumada a la senda de contratación que para empresas integradas se propuso en la resolución CREG 079 de 2019, van reduciendo los grados de libertad de la gestión de estos comercializadores, que en cierta manera parecen no conversar con la estrategia de mayor auto-regulación en lugar de micro-regulación.



Bogotá, 16 de agosto de 2019

Doctora

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 57-31, CAN

Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios a la propuesta de resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019" - Plan Nacional de Desarrollo.

Apreciada señora Ministra,

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – y sus empresas afiliadas, agradecen el espacio brindado para emitir comentarios sobre el Proyecto de Resolución del asunto y a continuación nos permitimos allegar los comentarios que consideramos relevantes.

1. Sobre la medida de obligatoriedad

En primer lugar, queremos ratificar nuestro apoyo permanente con una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica y la integración de fuentes renovables no convencionales, que además de aportar a la seguridad del abastecimiento del servicio de energía eléctrica permitan a los usuarios beneficiarse de los precios competitivos con los que estas tecnologías hoy cuentan.

Sin embargo, como lo hemos manifestado en ocasiones anteriores¹, consideramos que para ello no es necesario obligar a la demanda (los usuarios) a comprar de un tipo específico de fuente de generación. La imposición de cuotas mínimas de ciertas tecnologías resulta inconveniente para la misma demanda, ya que no garantizan, y de hecho puede afectar, la formación eficiente de precios, evitando con ello que el usuario

¹ Esta posición gremial la hemos manifestado en diferentes escenarios, en especial en el marco del proceso de reglamentación del mecanismo de contratos de largo plazo establecido a partir del Decreto 0570 de 2018 y durante la construcción y discusiones en el Congreso de la República del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.



Dirección: Calle 93 N° 13 – 24, Piso 3, Bogotá **Teléfono** (57 – 1) 6167611

Web www.andesco.org.co **Correo** andesco@andesco.org.co



se beneficie de la competencia que pueda existir entre los oferentes, como en un mercado.

No obstante lo anterior, entendemos que esta medida quedó establecida en la Ley y por ello a continuación nos referimos propiamente al contenido de la propuesta.

2. Análisis de impacto normativo

En la propuesta, vemos ausente el análisis de impacto normativo *ex ante* de la medida, en línea con las buenas prácticas de la OCDE, a las que el país se ha comprometido. Si bien, el Ministerio ha avanzado en la implementación de esta buena práctica, en esta ocasión nos llama la atención que no se haya publicado un documento que acompañe la propuesta en el que se identifiquen los posibles impactos para el mercado y sus participantes. Por ejemplo, consideramos que este análisis debe contemplar el impacto que la medida tendría en las señales de precio para los usuarios, así como la justificación de por qué lo más conveniente es establecer un valor fijo del 10% en lugar de conservar el rango del 8 al 10% establecido en la Ley.

3. Condiciones de cumplimiento

Si bien en el artículo 4º del Proyecto se busca que la compra obligada del 10% de la energía con fuentes no convencionales, esté condicionada a la contratación a través de tres mecanismos que poseen o buscan tener definidas ciertas reglas que facilitan la formación eficiente de precios, vemos que existen dificultades para su aplicación. Los siguientes aspectos llevarían a que posiblemente solo se pueda cumplir la medida a través de las subastas que se desprenden del Decreto 0570 de 2018:

- Los principios establecidos en el artículo 3º de la Resolución CREG 114 de 2018 que deben cumplir los mecanismos de comercialización de energía eléctrica que se aprueben este marco incluye, entre otros, la neutralidad; así mismo, una de las condiciones es el anonimato de la identidad de los participantes. Por lo tanto, sugerimos que se revise cómo podría aplicarse dichos mecanismos para el cumplimiento de la medida de obligatoriedad planteada.
- En el caso de la propuesta de Resolución CREG 079 de 2019, dentro del procedimiento de las convocatorias, cuando se refiere a la evaluación de ofertas, el numeral 10.4.1 indica expresamente que los comercializadores no podrán utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios como tipo de tecnología, ubicación o clase de planta, existencia o no en respaldo físico o en contratos.



Dirección: Calle 93 N° 13 – 24, Piso 3, Bogotá Teléfono (57 – 1) 6167611



Adicionalmente, cabe mencionar que para lo que se contrate a través de las convocatorias públicas que adelantan los comercializadores para el mercado regulado, a las que se refiere esta norma, hoy contempla restricción en el traslado de costos vía tarifa, lo cual genera un desincentivo a la aplicación de este mecanismo para el cumplimiento de la medida.

En todo caso, contemplar que en las convocatorias de contratación de energía o en los mecanismos que se establezcan en el marco de la resolución CREG 114 de 2018 se hagan asignaciones por tecnología, modificaría el criterio de asignación por precio.

Ahora bien, se debe tener en cuenta que, para la aplicación de la obligatoriedad para el mercado regulado según la propuesta, para lo que se contrate a través del mecanismo que se desprende del Decreto 0570 de 2018, como resultado de la subasta tendrían que etiquetarse el tipo de demanda a atender a la hora de registrar los contratos. En tal sentido, se deberán realizar los ajustes en la normatividad vigente de esta subasta para incluir este requisito.

Cabe mencionar que, también es necesaria la coordinación temporal entre la medida propuesta y los mecanismos regulatorios y de mercado que aún hacen falta por establecer de manera definitiva, para analizar integralmente las alternativas que tendrían los comercializadores para el cumplimiento. Lo anterior se refiere a la resolución definitiva de la Resolución CREG 079 de 2019, aún en consulta, y a los mecanismos propuestos en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, que todavía no se encuentran aprobados.

4. Periodo de exigibilidad de la obligación

Por su parte, el artículo 5º de la propuesta contempla que la obligación será exigible a partir de enero de 2023, y no se contempla hasta cuando se aplicaría, a pesar de que el artículo 296 en cuestión indica que *“las condiciones de inicio y vigencia de la obligación serán definidas en dicha reglamentación”*. Lo anterior, considerando que la permanencia de esta medida en el tiempo tendría efectos en las señales de expansión de generación.

Al respecto, es importante destacar que la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo corresponde al cuatrienio del periodo presidencial, por lo que esta medida debe contener señales claras sobre el carácter temporal de la misma. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta lo analizado por la Honorable Corte Constitucional y preferido en la sentencia C-092 de 2018, en tanto que la reglamentación de la obligación establecida en





el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 debería entenderse en el ámbito de la vigencia temporal de dicha Ley.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, que hacen parte de la mencionada Ley, se estableció que la meta trazada por el Gobierno Nacional para el año 2022 de la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable es de 1500MW.

Por lo expuesto anteriormente, respetuosamente sugerimos que la exigibilidad de la obligación del artículo 296 del PND se supedita a la vigencia de la Ley 1955 de 2019, es decir sin que la misma supere el plazo que va hasta el 31 de diciembre de 2022 o el cumplimiento de la meta de 1500 MW prevista en las bases que integran dicha Ley, lo que primero ocurra. Lo anterior, siempre que se refieran a las compras de energía realizadas a partir de la entrada en vigencia de la resolución definitiva y que exista la oferta suficiente para ello.

Consideramos que con lo anterior se apunta a atender el objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, y daría un paso considerable para que posteriormente, y con los mecanismos de contratación hoy establecidos, las tecnologías puedan competir libremente con precios de mercado.

5. Seguimiento y control de la obligación

Del numeral 2 del artículo 6º, se entiende que el ASIC será quien indique en el registro si los contratos cumplen o no con las condiciones establecidas en el Artículo 4º de la propuesta de resolución; al respecto, consideramos importante definir claramente los criterios con base en los cuales se declarará dicho cumplimiento.

No obstante lo anterior, para el seguimiento y control de la obligación consideramos importante tener en cuenta que hoy los contratos de compras de energía son del tipo financiero y no físico, y por tanto se suscriben entre agentes y a la hora de realizar su registro ante el mercado de energía mayorista los mismos no se asocian a una planta de generación; de hecho, el oferente no discrimina en ningún caso el tipo de fuente del cual provendrá la energía que se compromete a entregar. Por lo tanto, un cambio en este sentido implica cambios sustanciales en los mecanismos de contratación; por lo cual, y con el fin de mitigar el impacto que estas medidas puedan generar, se sugiere que



para el cumplimiento a la hora de la solicitud de registro de los contratos se valide con una certificación por parte del vendedor, verificable con posterioridad.

6. Cumplimiento de la obligación

Teniendo en cuenta que a razón de lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018 los comercializadores tienen la obligación de comprar la energía proveniente de generadores distribuidos, sugerimos que, para calcular el cumplimiento de la obligación planteada en la propuesta de resolución, se consideren estas compras, cuando las mismas provengan de fuentes renovables no convencionales.

Por otro lado, cabe mencionar que, la obligatoriedad del 10% en las compras de energía sumada a la senda de contratación que para empresas integradas se propuso en la resolución CREG 079 de 2019, van reduciendo los grados de libertad de la gestión de estos comercializadores, que en cierta manera parecen no conversar con la estrategia de mayor auto-regulación en lugar de micro-regulación.

Agradeciendo la disposición permanente a recibir comentarios y propuestas, quedamos atentos a cualquier información adicional o inquietud que pueda surgir al respecto.

Cordial saludo,

CAMILO SÁNCHEZ ORTEGA
Presidente

cc: Dra. Gloria Alonso Másmela, Directora Departamento Nacional de Planeación, DNP
Dra. Natasha Avendaño García, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD
Dr. Rafael Puyana Martínez, Subdirector General Sectorial, DNP
Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía, MME
Dr. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, UPME
Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director Ejecutivo, CREG
Dra. Catalina Rueda Callejas, Subdirectora de Minas y Energía, DNP



Comentario 3

De: **Mauricio Llanos Beltran** <mllanos@celsia.com>

Fecha: vie., 16 ago. 2019 a las 20:15

Asunto: Comentarios de Celsia EPSA sobre la propuesta de resolución con la cual se reglamentará el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, pacto por la equidad”



Medellín, 16 de agosto de 2019

Señora Ministra
María Fernanda Suárez Londoño
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios de Celsia EPSA sobre la Resolución MME por la cual se propone reglamentar el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, pacto por la equidad”

Respetada Señora Ministra,

Agradecemos que se publiquen para comentarios esta iniciativa de reglamentación de los lineamientos de política establecidos en la ley 1955 de 2019.

Con el fin de que las empresas que participamos en el mercado de energía mayorista podamos revisar de manera integral las diferentes propuestas normativas, le agradecemos que se extienda el plazo para comentarios sobre esta propuesta con el fin de que podamos analizar simultáneamente las otras dos resoluciones que ha publicado para comentarios su despacho y que tienen relación con las subastas de contratos de energía a largo plazo exclusivas para fuentes renovables no convencionales y la obligación de compra:

- i) Propuesta de Resolución por la cual se modifica la Resolución 40590 de 2019, publicada el martes 13 de agosto y cuyo plazo de comentarios se vence el lunes festivo 19 de agosto
- ii) Propuesta de Resolución que reglamenta el artículo 6 de la Resolución 40591 de 2019, publicada el día de ayer jueves 15 de agosto en horas de la noche y con comentarios para el 23 de agosto

En tal sentido, agradecemos que se brinde a las empresas y terceros interesados la oportunidad de que, dentro de un plazo razonable pero suficiente, realicemos el análisis de las propuestas normativas, podamos identificar los efectos que se originan, y establezcamos la relación entre las diferentes resoluciones en diferentes aspectos, por ejemplo:

- El cumplimiento de la obligación de compra para los mercados regulado y no regulado
- El cumplimiento de la obligación de la compra en la subasta de energía, respecto a los otros mecanismos a los que se refiere esta resolución que comentamos
- Los riesgos que se introducen con la obligación de compra para los comercializadores de energía
- La verificación en el cumplimiento de las obligaciones de compra por parte de los comercializadores de energía

Celsia S.A. E.S.P.



La energía que quieres



Por otra parte, como lo hemos indicado en nuestros análisis y comentarios a los documentos publicados en el proceso de reglamentación de la subasta exclusiva para renovables, el uso de esquemas de mecanismos de compra obligada como estímulo para que los comercializadores participen en la subasta que se realizará el próximo 22 de octubre, proporcionan incentivos inconvenientes que pueden conducir al traslado de precios ineficientes a los consumidores de energía.

Sobre este tema es necesario tener en cuenta que los vendedores que participarán en la subasta reciben un mensaje claro, planteado en la propuesta de reglamentación del mecanismo adicional (mencionada en el literal ii anterior), de que las ofertas de venta de proyectos que no resulten asignados en la subasta (porque no son competitivos frente a los precios de oferta de compra de los comercializadores y/o al precio tope promedio que definirá la CREG), les serán asignados de todas maneras a los comercializadores de manera obligada en el mecanismo complementario¹.

Por lo tanto, insistimos en que no se apliquen mecanismos de compra obligada de manera asociada a las subastas con las que se busca cumplir lo establecido en el Decreto 570 de 2018, sino que se evalúe para cada empresa (considerando las condiciones de vinculación económica), la compra de energía de manera integral con base en su participación en los mecanismos señalado en el artículo 4 de esta resolución, y con base en la aplicación del porcentaje definido respecto a las "compras de energía" (como lo indica el artículo 296 de la ley 1955 de 2019) que debe realizar el comercializador, como explicamos más adelante.

A continuación, presentamos comentarios a la propuesta de reglamentación del artículo 296 de la ley 1955 de 2019.

1. Alcance de la obligación

El Artículo 296 de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo estableció, entre otros, las siguientes condiciones para la compra de energía con base en fuentes renovables no convencionales:

- i) Que entre el 8% y 10% de las compras de energía de los comercializadores del mercado mayorista deben provenir de fuentes de energía renovables no convencionales
- ii) Mediante contratos a largo plazo
- iii) Asignados mediante mecanismos de mercado que debe establecer la regulación

Por su parte, el alcance de la obligación se propone en el artículo 3 de esta resolución en comentarios, de la siguiente manera:

- i) Los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que, por lo menos, el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año

¹ Un mecanismo como ese no cumple con la condición de "mecanismo de mercado" señalado en el artículo 296 de la ley 1955 de 2019.



La energía que quieres



- ii) Que dichas compras provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos a largo plazo que sean suscritos en el marco de mecanismos de mercado y de conformidad con las condiciones establecidas en la Resolución

En primera instancia observamos que la propuesta de resolución incorpora una condición que no está en el artículo 296 de la ley 1955 de 2019, que se refiere a que la obligación se va a reglamentar en primera instancia para la atención del mercado regulado. Sin embargo, dicha diferenciación no está contemplada en el artículo 296 de la ley.

Con ello, implícitamente se refuerza la señal de que la asignación de contratos para el mercado regulado puede alcanzar un nivel de precios de oferta de venta superior al que aplicaría para una subasta en la que participe la demanda no regulada.

Por otra parte, en el artículo 6, numeral 3, de la resolución propuesta se hace referencia a la "demanda comercial", cuando el artículo 296 de la ley 1955 de 2019 hace referencia a las "compras de energía". Sobre este aspecto solicitamos tener en cuenta lo siguiente:

- Los procesos de convocatoria y contratación de la energía para cubrir la demanda del mercado regulado se realizan con 2 a 3 años de anterioridad al año cuya demanda se busca cubrir, con base en las proyecciones de la demanda de cada comercializador.

Entendemos que las compras de energía a las que se refiere el artículo 296 son las que realicen los comercializadores a partir de la entrada en vigencia de la ley 1955 de 2019, es decir, el 25 de mayo de 2019 en adelante.

En tal medida, la obligación de compra debe aplicar como un porcentaje, sea el 8% ó el 10%, sobre los volúmenes de energía que aún no han sido contratados por parte de los comercializadores. Esto tiene especial relevancia con relación a la situación del año 2022, en el que algunos comercializadores de mercado regulado y los grandes clientes ya están contratados a niveles superiores al 90% de su demanda proyectada.

- Sobre el mismo tema, dado que algunos comercializadores, en cumplimiento del principio de precaución, hemos cubierto una porción significativa de nuestra demanda regulada, especialmente para el año 2022 como acabamos de señalar, al aplicar el concepto de "demanda comercial" para la definición y seguimiento de la obligación, se origina el riesgo de que se obligue a los comercializadores a sobre contratarse, lo que implica sobre costos para la demanda y/o riesgos de pérdida económica para los comercializadores. Esta condición de sobre contratación debe evitarse, con el fin de no dar lugar a los efectos señalados.
- Así mismo, en la medida en que el pronóstico de demanda puede ser excedido por la evolución real de la demanda (ya sea por una mayor actividad económica, conexión de un mayor número de cargas que las previstas, factores climáticos, etc.) los comercializadores no cumplirían el porcentaje definido en la regulación y se observaría que están por debajo del límite de compras con fuentes no convencionales.

Celsia S.A. E.S.P.
Carrera 43A No 1 A sur 143 Torre Sur. Teléfono: (57 1) 2200300. Nit: 911.030.322-7. Medellín, Colombia.
Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos
www.celsia.com



La energía que quieres



En este sentido, sugerimos que el cumplimiento se defina al 8% (acorde con el límite inferior definido en la Ley 1955 de 2019) con el fin de mitigar el riesgo de desviaciones por aspectos que están por fuera de la gestión de los comercializadores.

2. Condiciones de cumplimiento

De acuerdo con lo propuesto en el numeral 3 del artículo 4 de esta resolución a comentarios, los comercializadores pueden cumplir su obligación de compra con base en su participación en los tres mecanismos señalados en dicho numeral², lineamiento con el que estamos completamente de acuerdo.

Sin embargo, en la propuesta normativa con la que se busca reglamentar el artículo 6 de la Resolución 40591 se establece que hay que cumplir una obligación de compra en la subasta con base en la diferencia entre la demanda objetivo y la compra efectivamente realizada en dicho mecanismo.

La lectura del artículo 296 de la ley 1955 no permite establecer que haya alguna definición que induzca a establecer una obligatoriedad de participar en un mecanismo en particular, dentro del conjunto de mecanismos que se mencionan en dicho artículo.

Por lo tanto, la reglamentación que expida el Ministerio debe garantizar un ejercicio libre de participación de los comercializadores en uno o varios de los mecanismos que propone el mismo Ministerio, de conformidad con lo establecido en el artículo 296 de la ley 1955.

No obstante, hay unos elementos a considerar para que sean realmente aplicables los mecanismos diferentes a las subastas definidas por la Resolución 40590:

- Respecto a los mecanismos de contratación de la Resolución CREG 114 de 2018, considerando que este se refiere a subastas anónimas, sin restricción a tipos de agente, tecnologías etc., no es claro cómo podría orientarse la compra de energía exclusivamente a plantas renovables no convencionales en dichos mecanismos.
- En el caso de las convocatorias públicas que se desarrollen con base en lo propuesto en la Resolución CREG 079 de 2019, según los criterios permitidos para realizar la convocatoria y proceso de adjudicación que contiene dicha propuesta, no se permite establecer criterios de evaluación de las ofertas de venta con base en algún tipo de tecnología específico³. Adicionalmente, estos contratos estarían bajo la aplicación de la componente alfa para el traslado a la tarifa, lo que incorporaría un riesgo que no tienen los otros dos mecanismos.

² Las subastas a las que se refiere el literal i) del numeral citado, para el cumplimiento del decreto 570 de 2018; los mecanismos que se constituyen con base en la Resolución CREG 114 de 2018; las convocatorias que realicen los comercializadores para su mercado regulado con base en las modificaciones que determine la CREG con base en las propuestas de la Resolución 079 de 2019.

³ 10.4.1. Los comercializadores minoristas no pueden utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios tales como: tipo de agente, identidad del oferente, existencia o no de respaldo físico o en contratos, tipos de tecnología, ubicación o clase de la planta, la antigüedad y el número de unidades de generación, el hecho de que la energía ofrecida se genere en plantas ya construidas o cuya puesta en operación está prevista para una fecha posterior a la realización de la convocatoria, entre otros.



La energía que quieres



Por lo tanto, con el fin de que los tres mecanismos de compra que se señalan en el artículo 4, numeral 3, de la resolución que estamos comentando en esta comunicación, es necesario levantar las restricciones señaladas, para lo cual presentamos las siguientes sugerencias:

- i) En el esquema de convocatorias de compra de energía para el mercado regulado, es necesario que la CREG adopte en la Resolución que expida con base en la Resolución 079 de 2019, una condición especial que permita que el comercializador puede convocar procesos de compra para plantas basadas en fuentes renovables no convencionales. Así mismo, es necesario que en esa misma resolución o en una complementaria, se elimine el parámetro alfa (α) del componente G de la fórmula tarifaria del artículo 6 de la Resolución 119 de 2007.
- ii) En relación con los mecanismos de compra de energía cuyos principios se definen en la Resolución 114 de 2018, es necesario que la CREG incluya la posibilidad de que esas plataformas se diferencie un contrato de aplicación exclusiva para la venta y compra de energía con base en fuentes renovables no convencionales.
- iii) De manera complementaria, sugerimos adicionar como parte del cumplimiento, las compras de energía (que también son obligadas) por parte de los comercializadores integrados sobre los excedentes de autogeneradores a pequeña escala y energía generada por generadores distribuidos que define la Resolución CREG 030 de 2018⁴, consideramos que las cantidades de excedentes de autogeneradores a pequeña escala que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable deben ser incluidos en la energía contratada para efectos de validar el porcentaje.

3. Seguimiento y control

Sugerimos que se indiquen de manera clara y explícita los criterios que debe aplicar el ASIC para evaluar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el artículo 4 de la propuesta de Resolución al momento de registrar un contrato, de manera que el ASIC no tenga que acudir a criterios subjetivos o interpretativos.

Agradecemos su atención a nuestros comentarios. Cordial saludo,

Mauricio Llanos B.
Vicepresidente de Asuntos Regulatorios

cc. Viceministro de Energía, Diego Mesa Puyo, Ministerio de Minas y Energía

⁴ Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

CELSIA S.A. E.S.P.
Carrera 43A No 3 A sur 143 Torre Sur. Teléfono: (57 4) 3289900. M: 811.030.322-7. Medellín, Colombia.
Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos
www.celsia.com

Comentario 4

De: Energía de Pereira

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: Comentarios Proyecto Resolución que reglamenta el artículo 296 PND



FELIPE MUÑOZANGEL

Gerente Comercial
Gerencia Comercial
Tel: 3151515 ext. 433

www.eep.com.co



Buen día,

Empresa de Energía de Pereira se permite enviar los comentarios de la resolución del adjunta:

1. Según el literal c del numeral 3 del artículo 4 del proyecto de resolución, uno de los mecanismos de mercado serán las convocatorias públicas de la resolución CREG 079 de 2019, sin embargo teniendo en cuenta que el artículo 12.2 de dicha resolución indica: “Tener una cantidad de energía determinada o determinable en función de la demanda del comercializador”, se entiende que NO se aceptaran los contratos “Pague lo Generado”, los cuales siempre deben relacionar la generación de una planta o proyecto, siendo así, los contratos que aplicarían serían bajo la modalidad de “pague lo contratado” o “pague lo demandado”, los cuales para el registro ante el ASIC no requieren que estén ligados a un proyecto toda vez que son contratos financieros. En ese sentido, solicitamos nos aclaren como haría el ASIC para saber que un contrato pague lo contratado, **producto del mecanismo de la res. CREG 079 de 2019 o de mecanismos anónimos, neutrales y financieros de la res. CREG 114 de 2018**, esta asociado o proviene de fuentes No convencionales de energía renovable, para darle cumplimiento a las características que están definidas en este proyecto de resolución.
2. Teniendo en cuenta que las compras de energía a futuro, sobre todo en este caso que plantea vigencias de 10 años, se realizan basados en supuestos de crecimiento de demanda, sujeto a variables no controlables por el comercializador, como es el caso del comportamiento económico, consideramos que el seguimiento y control de la obligación por parte de la SSPD, debería incluir un banda de tolerancia que permita tener flexibilidad ante crecimientos atípicos que pueda presentar el comercializador.
3. Consideramos que el Ministerio de Minas debería tener en cuenta en las condiciones de cumplimiento, la energía adjudicada proveniente de FNCE antes de la expedición de la presente resolución reglamentaria, sin necesidad de cumplir con periodos de suministro mayor o igual a 10 años, toda vez que se realizaron con el ánimo de aportar a la política definida por el Gobierno en los lineamientos de la ley 1715 de 2014 o el decreto 1073 de 2015. Así mismo se debería tener en cuenta para las condiciones de cumplimiento, que hoy a través de la res CREG 030 de 2018 los comercializadores tienen la obligación de comprar a Autogeneradores a Pequeñas Escala (AGPE) y Generadores Distribuidos.
4. Consideramos que el Ministerio de Minas debe establecer fecha límite para las condiciones de cumplimiento, que permita dar señales claras de expansión de este tipo de tecnologías y a los comercializadores para cumplir con esta obligación.
5. Consideramos que hace falta que el Ministerio brinde análisis y señales claras de precio para este tipo de tecnologías, teniendo en cuenta la obligatoriedad de compra de la demanda puede NO garantizar la formación eficiente de precios y por tanto que el usuario no se beneficie realmente de la competencia.
6. Dentro del procedimiento de las convocatorias, para la evaluación de ofertas, en el numeral 10.4.1 Los comercializadores NO podrán utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios como tipo de tecnología, ubicación o clase de planta, existencia o no en respaldo físico o en contratos, en ese sentido es probable que este tipo de mecanismos no sean efectivos para el cumplimiento del límite de compras de energía definido en ese proyecto de resolución.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: Resolución
 "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"

Fecha inicio: 8/10/2019

Fecha fin: 8/16/2019

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Correo electrónico:

Nombre de la empresa o interesado:

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1		Literal C numeral 3 artículo 4	Según el literal c del numeral 3 del artículo 4 del proyecto de resolución, uno de los mecanismos de mercado serán las convocatorias públicas de la resolución CREG 079 de 2019, sin embargo teniendo en cuenta que el artículo 12.2 de dicha resolución indica: "Tener una cantidad de energía determinada o determinable en función de la demanda del comercializador", se entiende que NO se aceptaran los contratos "Pague lo Generado", los cuales siempre deben relacionar la generación de una planta o proyecto, siendo así, los contratos que aplicarían serían bajo la modalidad de "pague lo contratado" o "pague lo demandado", los cuales para el registro ante el ASIC no requieren que estén ligados a un proyecto toda vez que son contratos financieros. En ese sentido, solicitamos nos aclaren como haría el ASIC para saber que un contrato pague lo contratado, producto del mecanismo de la res. CREG 079 de 2019 o de mecanismos anónimos, neutrales y financieros de la res. CREG 114 de 2018, esta asociado o proviene de fuentes No convencionales de energía renovable, para darle cumplimiento a las características que están definidas en este proyecto de resolución.

2		numeral 2 artículo 4	Teniendo en cuenta que las compras de energía a futuro, sobre todo en este caso que plantea vigencias de 10 años, se realizan basados en supuestos de crecimiento de demanda, sujeto a variables no controlables por el comercializador, como es el caso del comportamiento económico, consideramos que el seguimiento y control de la obligación por parte de la SSPD, debería incluir un banda de tolerancia que permita tener flexibilidad ante crecimientos atípicos que pueda presentar el comercializador.
3		numeral 2 artículo 4	Consideramos que el Ministerio de Minas debería tener en cuenta en las condiciones de cumplimiento, la energía adjudicada proveniente de FNCE antes de la expedición de la presente resolución reglamentaria, sin necesidad de cumplir con periodos de suministro mayor o igual a 10 años, toda vez que se realizaron con el ánimo de aportar a la política definida por el Gobierno en los lineamientos de la ley 1715 de 2014 o el decreto 1073 de 2015. Así mismo se debería tener en cuenta para las condiciones de cumplimiento, que hoy a través de la res CREG 030 de 2018 los comercializadores tienen la obligación de comprar a Autogeneradores a Pequeñas Escala (AGPE) y Generadores Distribuidos.
4		Artículo 4	Consideramos que el Ministerio de Minas debe establecer fecha límite para las condiciones de cumplimiento, que permita dar señales claras de expansión de este tipo de tecnologías y a los comercializadores para cumplir con esta obligación.
5		Artículo 3	Consideramos que hace falta que el Ministerio brinde análisis y señales claras de precio para este tipo de tecnologías, teniendo en cuenta la obligatoriedad de compra de la demanda puede NO garantizar la formación eficiente de precios y por tanto que el usuario no se beneficie realmente de la competencia.
6		Artículo 4	Dentro del procedimiento de las convocatorias, para la evaluación de ofertas, en el numeral 10.4.1 Los comercializadores NO podrán utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios como tipo de tecnología, ubicación o clase de planta, existencia o no en respaldo físico o en contratos, en ese sentido es probable que este tipo de mecanismos no sean efectivos para el cumplimiento del límite de compras de energía definido en ese proyecto de resolución.



Comentario 5

De: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios- Mauricio Andrés Palma Orozco
Contratista

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: comentarios correspondientes al Proyecto de resolución del MME.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		
Sector:	Energía	
Proyecto: Resolución	"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"	
Fecha inicio:	8/10/2019	
Fecha fin:	8/16/2019	
Fecha Comentario:	8/16/2019	
Datos de contacto:	Correo electrónico:	mpalma@superservicios.gov.co
Nombre de la empresa o interesado:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Alineación con los actos de la CREG.	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	<p>Es importante mencionar que la Resolución CREG 079 de 2019 tiene como premisa que el tipo de tecnología no debe ser causal de discriminación por parte de los agentes que realicen convocatorias para asignación de energía, según lo establecido en el Artículo 10 de dicha Resolución:</p> <p><i>(...) "El comercializador minorista debe cumplir con lo siguiente, en cuanto a la evaluación de ofertas:</i></p> <p><i>10.4.1 Los comercializadores minoristas no pueden utilizar en la metodología de evaluación de ofertas criterios tales como: tipo de agente, identidad del oferente, existencia o no de respaldo físico o en contratos, tipos de tecnología, ubicación o clase de la planta, la antigüedad y el número de unidades de generación, el hecho de que la energía ofrecida se genere en plantas ya construidas o cuya puesta en operación esté prevista para una fecha posterior a la realización de la convocatoria, entre otros." (Subrayado fuera del texto)</i></p> <p>Por lo anterior, consideramos importante la alineación de la Resolución CREG 079 de 2019 con lo expuesto en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo -PND-, es decir, debería existir una posibilidad para que el comercializador minorista satisfaga la necesidad de compra de FNCER a través de este mecanismo. De esta manera, proponemos que siempre y cuando la participación de las FNCER en la compra de energía se encuentre por debajo de la cuota establecida por el PND, se puedan realizar convocatorias públicas dirigidas a suplir esta necesidad. Pues como está definido el mecanismo de contratación, no garantiza que se asignen las FNCER en dichos procesos.</p>



2	Alineación con los actos de la CREG.	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	En línea con el comentario anterior, en la Resolución CREG 079 de 2019 no se definen las modalidades de contratación, por lo que llevar a cabo la validación de la cuota de mercado con modalidades como "pague lo generado" puede ser complejo para el verificar el cumplimiento de forma contractual, modalidad que puede ser utilizada por los agentes por la variabilidad de las FNCER en su operación.
3	Ajuste a la información a reportar por el ASIC	Artículo 6. Seguimiento y control de la obligación.	En el numeral 3 de este Artículo menciona lo siguiente: [...]"Dentro de los primeros quince (15) días calendario del mes de enero de cada año, el ASIC reportará a la SSPD el nivel de contratación de cada comercializador correspondiente al año inmediatamente anterior, con base en la demanda comercial regulada para ese mismo año y en los contratos que cumplan las condiciones del Artículo 4 de la presente Resolución." (Se subraya) Aquí se hace referencia al nivel de contratación, no obstante, consideramos pertinente que se precise la información a enviar por parte del ASIC. Incluyendo el nivel de contratación total de los agentes y el nivel de contratación asociado a las FNCER.
4	Ajuste al inicio del incumplimiento.	Artículo 7. Cumplimiento de la obligación.	Aclarar a partir de qué momento se empieza la verificación de la cuota y es posible evaluar un incumplimiento por parte de los agentes. Entendemos que esta verificación se realizaría en el año 2023 de acuerdo con la información del 2022.
5	Imposición de una función por parte del MME.	Artículo 7. Cumplimiento de la obligación.	"Artículo 7. Cumplimiento de la obligación. Dentro de los primeros treinta (30) días calendario del mes de enero de cada año, la SSPD publicará el nivel de cumplimiento de la obligación de que trata el Artículo 3 de la presente Resolución, para cada comercializador que atienda usuarios finales del mercado regulado. Para el caso en que el nivel de cumplimiento sea mayor o igual al diez por ciento (10%) de su demanda comercial regulada, se entenderá que el agente comercializador cumple con la obligación. Así mismo, para el caso en que el nivel de cumplimiento sea inferior al diez por ciento (10%) de su demanda comercial regulada, se entenderá que el agente comercializador no cumple con la obligación." En cuanto a este Artículo, entendemos que el MME no puede imponer funciones a la SSPD y de esta manera, la Resolución pueda ser una extra limitación por parte del Ministerio.
6	Plazo muy corto para verificación	Artículo 7. Cumplimiento de la obligación	Adicional me parece que el plazo de 30 días es corto en caso de que se deba solicitar aclaraciones y validaciones con los comercializadores.
7	Artículo no necesario.	Artículo 8. Sanción.	Artículo 8. Sanción. En ejercicio de la función sancionatoria de la SSPD, esta entidad podrá imponer cualquiera de las sanciones de que trata el artículo 81 de la Ley 142 de 1994 a los agentes comercializadores que incumplan la obligación de que trata el Artículo 3 de la presente Resolución y a los demás agentes que incumplan con la entrega de información aquí exigida. Frente a la Sanción creemos que el Artículo sobra, pues lo que se menciona ya se encuentra en la Ley y la responsabilidad de la SSPD está clara en el Artículo 6 así:

Comentario 6

De: ENEL CODENSA-geregulac@enel.com

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: Comentarios resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"	
Fecha inicio:	8/10/2019		
Fecha fin:	8/16/2019		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	geregulac@enel.com
Nombre de la empresa o interesado:		ENEL -CODENSA	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado



1	Porcentaje mínimo de contratación	Artículo 3. Alcance de la obligación.	meta impuesta por el Ministerio de Minas y Energía excede la obligación establecida por la Ley y en ese sentido, sugerimos respetuosamente modificar el texto, estableciendo como tope mínimo el ocho por ciento (8%) de acuerdo con la Ley.
2	Período de cumplimiento	Artículo 3. Alcance de la obligación.	Es necesario limitar el período de la obligación, acorde con las metas trazadas para la diversificación energética. Si se va a contratar entre el 8 y el 10% para el período comprendido entre 2022 y 2031, no va a ser posible contratar con los proyectos eólicos de la Guajira que también pueden traer precios eficientes al sistema
3	Porcentaje de FNCER	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Es importante que la regulación permita que los comercializadores en sus ofertas en mecanismos diferentes a las subasta relacionadas con el Decreto MME 570 de 2018, puedan indicar la fuente de energía con la que honrará sus compromisos en caso de resultar adjudicado, con el fin de poder cuantificar el porcentaje contratado en FNCER.
4	Alternativas ante desviaciones	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Es importante que existan alternativas en los casos en que se prevean desviaciones de la meta de cumplimiento, mediante mecanismos expeditos o con márgenes razonables de cumplimiento para el caso de desviaciones relacionadas con aumentos inesperados de la demanda, como puede suceder con los comercializadores incumbentes
5	Oferta eficiente	Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento	Por último, se recomienda tomar las medidas necesarias para que los mecanismos garanticen una oferta eficiente que no castigue el precio, dada la obligación de la demanda de cumplir con la obligación impuesta en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019



CGRRI-117-19

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57-31
Bogotá D.C. – Colombia

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".

Respetado Dr. Mesa:

En respuesta a su invitación a comentar el proyecto de resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019", que a su vez establece las obligaciones de los comercializadores de energía, relacionadas con las compras de energía provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable, como mecanismo para cumplir con los objetivos del Gobierno en materia de la matriz energética, presentamos las observaciones de [Enel-Codensa](#)

Artículo 3. Alcance de la obligación.

El artículo 296 de la Ley establece que los agentes comercializadores estarán obligados a que, entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). En este sentido, vemos que la meta impuesta por el Ministerio de Minas y Energía excede la obligación establecida por la Ley y en ese sentido, sugerimos respetuosamente modificar el texto, estableciendo como tope mínimo el ocho por ciento (8%) de acuerdo con la Ley.



De otra parte, se requiere establecer claramente el período durante el cual se va a exigir el cumplimiento de la obligación, que para los primeros contratos iniciará en 2023. Entendemos que se efectuarán nuevas subastas y considerando que proyectos como los de La Guajira, podrían iniciar en 2024 y 2025, es necesario evaluar si se puede lograr el cumplimiento de las metas de incorporación de FNCER a la matriz energética, a través de unos porcentajes más bajos en los primeros años e incrementar para los siguientes años, logrando de esta forma los objetivos en materia de diversificación de la matriz y una formación eficiente de precios. También es necesario limitar el plazo de la obligación ya que no puede ser infinita, máxime cuando el cumplimiento para un período de 10 años, que iniciaría con 2022-2031, limitaría la posibilidad de compra a largo plazo para el período 2023-2032 ó 2024-2033.

Codensa S.A. ESP. – NIT. 830.037.248-0 – Carrera 13A No. 93 - 66 – Bogotá, Colombia – C +571 601 6060 – www.enel.com.co



Artículo 4. Condiciones para el cumplimiento.

Al respecto, encontramos positivo que el cumplimiento de la obligación se pueda alcanzar mediante diversos mecanismos de contratación, todos ellos válidos a la luz de la regulación vigente. No obstante, para el caso concreto de las compras en los mecanismos diferentes a las subastas asociadas al Decreto MME 570 de 2018, se hace importante que la regulación permita que los comercializadores en sus ofertas indiquen la fuente de energía con la que honrará sus compromisos en caso de resultar adjudicado, con el fin de poder cuantificar el porcentaje contratado en FNCER.

Adicionalmente, es importante evaluar un par de años antes del inicio del plazo de compromiso el cumplimiento de los agentes, con el fin de validar la necesidad de efectuar nuevas subastas o mecanismos adicionales de rápida implementación para lograr las metas planteadas. Igualmente sugerimos considerar condiciones especiales para los comercializadores incumbentes que tengan desviaciones por crecimientos inesperados de demanda, con el fin de que no resulten sancionados por causas ajenas a su gestión.

Por último, se recomienda tomar las medidas necesarias para que los mecanismos garanticen una oferta eficiente que no castigue el precio, dada la obligación de la demanda de cumplir con los porcentajes mencionados en la Ley 1955 de 2019 en su artículo 296.

Agradecemos la invitación a participar y esperamos que nuestros comentarios sean considerados en la versión definitiva del documento,

Cordialmente,

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



Comentario 7

De: USAENE-Daniel Lievano

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: Comentarios resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"		
Fecha inicio:	8/10/2019		
Fecha fin:	8/16/2019		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:	atorres@usaene.com	
Nombre de la empresa o interesado:		USAENE LLC COLOMBIA	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Reglamentación artículo 296 de la Ley 1955 de 2019	Pág 1-5	Como se aplicaran los criterios de verificación de procesos competitivos para facultar el traslado del valor de estos contratos a la demanda?
2	Reglamentación artículo 296 de la Ley 1955 de 2019	Pág 1-5	Habrà algún tratamiento diferencial para el caso de empresas o grupos integrados que garanticen la competencia y el mejor precio al usuario?

Comentario 8

De: Dirección Regulación Energía <uo2100@epm.com.co>

Fecha: vie., 16 ago. 2019 a las 16:27

Asunto: Comunicación con radicado EPM 20190130106039, asunto: "Comentarios al proyecto de resolución que reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".



Juntos transformamos nuestra historia

Blanca Liliana Ruiz Arroyave

Directora - Dirección Regulación Energía

Tel: (574) 380 55 23 - Móvil: 301 693 90 46 www.epm.com.co





Medellín, 16 de agosto de 2019

20190130106039

Doctora
MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá

ASUNTO: Comentarios al proyecto de resolución que reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.

Respetada Ministra Suárez

El Grupo EPM reconoce los esfuerzos realizados por el Ministerio para definir los instrumentos regulatorios que permitan alcanzar los lineamientos de política pública y avanzar en concordancia con los compromisos internacionales asumidos por el país hacer frente a los efectos del cambio climático. En este sentido ofrecemos al Ministerio nuestros comentarios e ideas para que todos los participantes de este sector logremos estos objetivos y continuemos construyendo un sector eléctrico que siga siendo motivo de orgullo y reconocimiento internacional.

Entendemos la celeridad que requiere el trámite de la reglamentación del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y en general de todo el articulado de dicha Ley, teniendo en cuenta lo dispuesto en la Directiva Presidencial 06 de 2019, no obstante, considerando el impacto que tiene el artículo Matriz Energética sobre el abastecimiento de energía eléctrica consideramos necesario que la propuesta se acompañe del Análisis de Impacto Normativo correspondiente y se otorgue a la ciudadanía un plazo de al menos 15 días, en línea con lo dispuesto en la Decreto 270 de 2017, para permitir un adecuado proceso de análisis y evaluación de las disposiciones propuestas.

Con relación a la propuesta reglamentaria, de manera general encontramos que las disposiciones aquí contenidas, unidas a lo dispuesto en el artículo 6 de la Res. MME 40591 condicionan de manera tal la decisión de participación de los comercializadores en la Subasta de Contratos Largo Plazo que restan relevancia a las expectativas y el interés genuino de participación en la subasta por parte de los representantes de la demanda que despertaron las disposiciones de la Res. MME 40590.

Adicionalmente, considerando que el incumplimiento de esta medida acarreará las sanciones establecidas en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, se incentiva a que, de un lado los comercializadores incorporen en su evaluación de riesgos esta condición, y de otro, los generadores incorporen en sus expectativas la necesidad de la demanda por este producto, lo que *distorsiona la*
estamos ahí.

Empresas Públicas de Medellín E. S. P.
Carrera 55 Nº 43-125
Conmutador: 3508080 - Fax: 3569111



valoración que los agentes hacen del producto subastado y consecuente tenga un efecto en la formación de precios del proceso de asignación, por lo que proponemos al Ministerio revisar las medidas sancionatorias de este mecanismo de manera que no interfieran en la evaluación de riesgo de los agentes para la participación en esquemas que han sido definidos como voluntarios.

De otro lado, la propuesta de permitir a los comercializadores cumplir las obligaciones de este proyecto de resolución, haciendo uso de esquemas diferentes a los mecanismos que establezca el Ministerio para alcanzar los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018, es interesante, no obstante, tanto las reglas contenidas en la Res. CREG 114 de 2018, como las condiciones establecidas en el proyecto de Res. CREG 079 de 2019 establecen la neutralidad tecnológica como condición necesaria de dichos mecanismos de comercialización para asegurar una adecuada competencia que posibilite una formación eficiente de precios para todo el mercado.

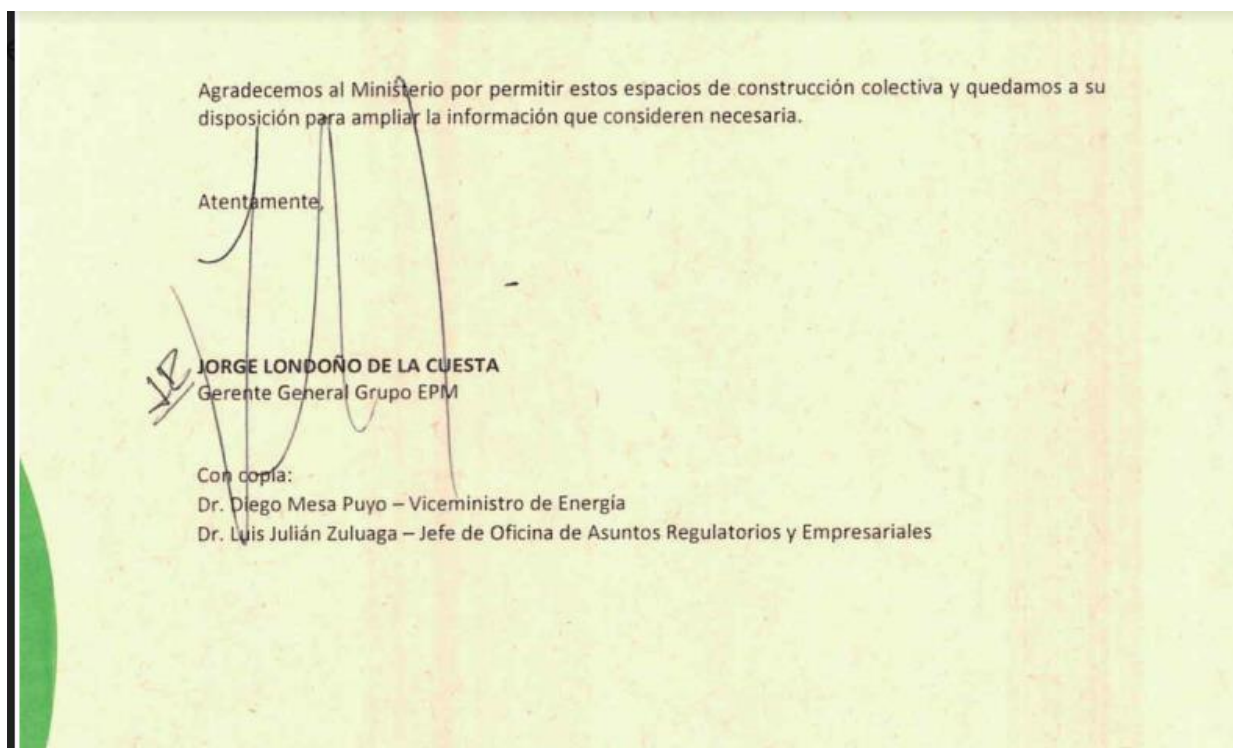
Consideramos entonces que, para efectos de esta obligación, debe hacerse uso exclusivo de mecanismos dirigidos para las FNCER como son, las subastas reglamentadas por la Res. MME 40590 de 2019 y la comercialización de excedentes de autogeneradores reglamentado por la Res. CREG 030 de 2018. Estos mecanismos tienen el potencial para permitir el desarrollo de oferta suficiente para abastecer la porción de demanda objeto de la obligación de esta resolución. Sin embargo, consideramos adecuado establecer que, en caso de que la oferta contratada no se instale en el periodo comprometido o en el evento que no exista oferta suficiente para abastecer las necesidades de la demanda, los agentes que la representan no serán sancionados ni penalizados.

Con relación a la porción de demanda obligada, consideramos debe mantenerse en un rango entre 8% y 10% como está definida en el artículo 296 de la Ley, en lugar de la exigencia de mínimo 10% establecida en el artículo 3. de la propuesta, considerando que el abastecimiento de energía se hace sobre expectativas de demanda, de manera que, en el momento de evaluación de la obligación la demanda real puede variar sensiblemente respecto al pronóstico oficial.

Finalmente, vemos necesario establecer una vigencia a esta obligación, de un lado, considerando que los mecanismos especiales para el impulso de las FNCER son de carácter transitorio en el mundo y por el otro, teniendo en cuenta que el artículo 296 indica que en la reglamentación de dicho artículo se indicarán las condiciones de inicio y vigencia de la obligación. Es claro que el inicio de la obligación es el 1 de enero de 2023, sin embargo, al no estar explícita la vigencia de la obligación entendemos que ésta es indefinida, de ser así, encontramos que se está estableciendo un esquema centralizado de expansión que implica un crecimiento anual de capacidad de un grupo específico de tecnologías para cubrir los crecimientos anuales de demanda los cuales de acuerdo al pronóstico de la UPME¹, se encuentran alrededor de 2,6% para el periodo 2023 – 2033.

¹ Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia – Revisión febrero 2019, UPME s.r.l.

Empresas Públicas de Medellín E. S. P.
Carrera 52 N° 43-125
Commutador: 3808080 - Fax: 3569111
Medellín, Colombia
www.epm.com.co



Comentario 9

De: **Ser Colombia-Colombia Asociación de energías renovables-Carolina Obando Anzola**

Fecha: vie., 16 ago. 2019 a las 16:27

Asunto: "Comentarios al proyecto de resolución que reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".



Carolina Obando Anzola

Coordinadora Regulatoria

Celular: (+57) 3045445292

E-mail: regulatorio@ser-colombia.org

www.ser-colombia.org



SER 018-2019

Bogotá, agosto 16 de 2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUAREZ
Ministra de Minas y Energía
La Ciudad

Apreciada Señora Ministra:

Como usted sabe, la Asociación de Energías Renovables – SER Colombia tiene como principal objetivo impulsar y promover las Fuentes de Energía Renovable No Convencional en el país. En la búsqueda de cumplir con este propósito, apoyamos el desarrollo de mecanismos que promuevan la entrada de estas tecnologías, y todos los ajustes a la regulación y normativa actual del mercado que permitan mayor competitividad y eficiencia.

En este sentido, nos complace la publicación del proyecto de resolución con la que se reglamenta el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, en relación con la reglamentación y los mecanismos para que la demanda adquiera obligatoriamente energía de fuentes renovables no convencionales. Además, nos parece muy positivo que estén preparando esta reglamentación con antelación a la próxima subasta de energías renovables no convencionales, pues consideramos que todos estos mecanismos adicionales motivarán a la demanda a participar mucho más

Calle 93 # 19 – 55, Bogotá – Colombia.

Página 1 de 2



activamente de la misma; algo que, como usted sabe y se lo hemos manifestado, es una de nuestras mayores inquietudes para esta próxima subasta.

Quedamos atentos a ampliar lo contenido en esta comunicación a su solicitud.

Cordial saludo,

GERMÁN R. CORREDOR A.
Director Ejecutivo
Asociación de Energías Renovables Colombia – SER COLOMBIA
direccion@ser-colombia.org



Comentario 10

De: Nitro energy-David Revelo Rubio

Fecha: vie., 16 ago. 2019 a las 16:27

Asunto: Proyecto de resolución que reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019”.



David Revelo Rubio
 david.revelo@nitrogc.com
 (57) 311 7112097
 (57-4) 352 2431
 Calle 6 Sur N° 43A - 200 Of. 407
 Edificio Lugo
 Medellín - Colombia
www.nitrogc.com

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía

Proyecto: Resolución

"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"

Fecha inicio: 8/10/2019

Fecha fin: 8/16/2019

Fecha Comentario:

Datos de contacto: Correo electrónico: david.revelo@nitrogc.com

Nombre de la empresa o interesado: NITRO ENERGY COLOMBIA

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Modificación	Artículo 4	De acuerdo con lo establecido en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y en la política pública, el objetivo principal es contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono. El proyecto de resolución en comento, desconoce que a través de mecanismos enmarcados en la resolución CREG 020 de 1996 de forma bilateral se han viabilizado muchos proyectos con FNCER en condiciones propias de desarrollo de un mercado competitivo y que las partes han considerado convenientes. En cumplimiento del objetivo trazado en el artículo 296 y la obligación allí establecida, se debe tener en cuenta la contratación a largo plazo de los mecanismos actuales de mercado que la regulación permite y no limitarlos a cierto tipo de mecanismos donde únicamente pueden participar cierto tipo de agentes
2	Modificación	Artículo 5	La resolución definitiva debe contemplar un periodo de transición para agentes comercializadores que ya se encuentran contratados el 100% de su demanda regulada con contratos a largo plazo con plazos superiores al año 2022 y que para efectos de cumplimiento de lo establecido en artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 los obligaría a tener una sobrecontratación asumiendo riesgos de venta en bolsa en su operación
3	Modificación	Artículo 4	De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, "los plazos que las partes pueden convenir para la compraventa o suministro de energía eléctrica que se realiza
4	Modificación	Artículo 4	Actualmente Colombia en su matriz de generación cuenta con Plantas existentes con fuente de generación biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que se consideran FNC



Medellín, 16 de agosto de 2019
NEC-3-478-19

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios a propuesta de resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"

Respetada doctora,

En atención al proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019", enviamos nuestros comentarios al proyecto en mención para su análisis y vinculación si se consideran pertinentes:

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y en la política pública, el objetivo principal es contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono. El proyecto de resolución en comento, desconoce que a través de mecanismos enmarcados en la resolución CREG 020 de 1996 de forma bilateral se han viabilizado muchos proyectos con FNCER en condiciones propias de desarrollo de un mercado competitivo y que las partes han considerado convenientes. En cumplimiento del objetivo trazado en el artículo 296 y la obligación allí establecida, se debe tener en cuenta la contratación a largo plazo de los mecanismos actuales de mercado que la regulación permite y no limitarlos a cierto tipo mecanismos donde únicamente pueden participar cierto tipo de agentes.
2. La resolución definitiva debe contemplar un periodo de transición para agentes comercializadores que ya se encuentran contratados el 100% de su demanda regulada con contratos a largo plazo con plazas superiores al año 2022 y que para efectos de cumplimiento de lo establecido en artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 los obligaría a tener una sobrecontratación asumiendo riesgos de venta en baja en su operación.
3. De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, "las plazas que las partes pueden convenir para la compraventa o suministro de energía eléctrica que se realice entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquellas y estas, entre todas ellas y las empresas comercializadoras y los usuarios no regulados, son libres", por lo anterior, el plazo de contratos establecida en el proyecto de resolución no debe establecerse explícitamente, siempre y cuando cumplan con el objetivo trazado en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 (matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono).



www.nitrogc.com

Calle 4 Sur No.43A-300 Of. 457
Medellín - Colombia
(2) info@nitrogc.com
☎ (4) 352 24 31



4. Actualmente Colombia en su matriz de generación cuenta con Plantas existentes con fuente de generación biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que se consideran FNCER de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 17, artículo 5 de la Ley 1715 de 2014. Sin embargo, dada la naturaleza de inflexibilidad de este tipo de Plantas, no es viable comprometer su energía por periodos a tan largo plazo. Por lo anterior el tipo de contratos a tener en cuenta para el cumplimiento de la obligación del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 deben ser no mayores a dos años.
5. El párrafo del artículo 7 de la resolución en comento, no solo debe contemplar la cesión de contratos, si no la comercialización de los mismos entre agentes, siempre y cuando la trazabilidad de las cantidades de energía con FNCER sean registradas ante el ASIC asociadas a la Planta.

Anticipamos nuestros agradecimientos a la atención prestada.

Cordialmente,



ARMANDO PARRA RUBIO
REPRESENTANTE LEGAL

Comentario 11

De: **NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS** <normatividadenergiaygas@isagen.com.co>

Martha Cecilia Vélez Henao <mvelez@isagen.com.co>

Fecha: 16 ago. 2019 a las 14:24

Asunto: Comentarios ISAGEN Proyecto Resolución por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 - Radicado E2019-007180



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"
Fecha inicio:	8/10/2019
Fecha fin:	8/16/2019
Fecha Comentario:	
Datos de contacto: mvelvez@isagen.com.co	Correo electrónico: normatividadenergias@isagen.com.co
Nombre de la empresa o interesado: ISAGEN	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
----	---------------------	--	----------------------

1	MATRIZ ENERGÉTICA.	Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019	<p>"En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo." En el caso concreto, ISAGEN no compra energía a otros agentes del mercado mayorista, en virtud de que la energía para atender a sus clientes proviene del portafolio de plantas que tiene en su calidad de generador. Es importante resaltar que ISAGEN en calidad de generador de energía, fundamenta su estrategia en comercializar su generación a través de contratos a sus clientes mayoristas, industriales (demanda no regulada) y el excedente (en caso de que exista), lo negocia en la bolsa. En este orden de ideas, consideramos que la reglamentación propuesta debería aclararse, en el sentido de incorporar una disposición en el ámbito de aplicación que haga referencia a los comercializadores que compran energía en contratos a otros agentes para atender demanda. Lo anterior para evitar interpretaciones que pudieran afectar el libre desarrollo de la iniciativa empresarial.</p>
---	--------------------	-------------------------------------	---

2	MATRIZ ENERGÉTICA.	Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019	<p>Adicionalmente a esa razón de orden jurídico, se suma otra de orden económico, como es la ineficiencia para el sistema derivada de obligar al comercializador a comprar energía cuando no la requiere y no está dentro de su estrategia.</p> <p>Es importante tener en cuenta que no existen disposiciones legales que permitan trasladar el valor de las compras en la tarifa para el mercado no regulado, como si se encuentra establecido para el mercado regulado.</p> <p>Como es de su conocimiento, la contratación con los clientes no regulados es bilateral, con plazos y condiciones acordadas entre las partes, y no es posible establecer a priori si un tipo de industria persistirá más de 10 años en su operación a partir del consumo histórico o si los clientes permanecerán con el mismo proveedor de energía por un tiempo definido, diferente al de los contratos vigentes.</p> <p>Como sustento de lo expresado, en el siguiente cuadro puede apreciarse la demanda no regulada histórica de ISAGEN hasta el año 2018:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Energía (GWh)</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> <th>2018</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>No Regulado</td> <td>4.042</td> <td>5.202</td> <td>4.975</td> <td>3.876</td> </tr> </tbody> </table> <p>Puede observarse que entre los años 2016 y 2017, se contó por ejemplo con un cliente industrial de alta demanda. Fruto de este tipo de circunstancias, la cantidad demandada varía de año a año, dependiendo de la rotación de contratos bilaterales con clientes finales.</p> <p>Así mismo, en la siguiente tabla se muestra la contratación de energía estimada a la</p>	Energía (GWh)	2015	2016	2017	2018	No Regulado	4.042	5.202	4.975	3.876
Energía (GWh)	2015	2016	2017	2018									
No Regulado	4.042	5.202	4.975	3.876									



fecha que se tiene con contratos vigentes para el mercado no regulado:

Energía (GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
No Regulado	3.861	3.782	3.218	2.868	2.155	1.128	397

De lo anterior, se desprende que no hay una cantidad base para definir la demanda no regulada de ISAGEN, en su calidad de comercializador.

En el caso de los contratos vigentes, no habría forma de transferir el precio de compra, en consecuencia, no es posible anticipar cuál será la demanda de ISAGEN para los años siguientes, ni es posible obligar a los clientes actuales a permanecer vinculados contractualmente con un plazo adicional de diez años.



074-

Medellín, 16 AGO 2019

E2019-007180



Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 57-31 - (CAN)
PBX: (1) 220 03 00
Bogotá D.C.

Referencia: Proyecto de Resolución - Reglamentación Artículo 296 PND

Señora Ministra:

De acuerdo a lo que ha sostenido ISAGEN en los diferentes espacios ofrecidos por el Ministerio de Minas y Energía para discutir la reglamentación del artículo indicado en el asunto, a continuación, me permito respetuosamente presentarle algunas inquietudes relacionadas con el proyecto de resolución sometido a consideración:

1. El artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo (PND) establece lo siguiente:

"En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo."

En el caso concreto, ISAGEN no compra energía a otros agentes del mercado mayorista, en virtud de que la energía para atender a sus clientes proviene del portafolio de plantas que tiene en su calidad de generador. Es importante resaltar que ISAGEN en calidad de generador de energía, fundamenta su estrategia en comercializar su generación a través de contratos a sus clientes mayoristas, industriales (demanda no regulada) y el excedente (en caso de que exista), lo negocia en la bolsa.



En este orden de ideas, consideramos que la reglamentación propuesta debería aclararse, en el sentido de incorporar una disposición en el ámbito de aplicación que haga referencia a los comercializadores que compran energía en contratos a otros agentes para atender demanda. Lo anterior para evitar interpretaciones que pudieran afectar el libre desarrollo de la iniciativa empresarial.

2. Adicionalmente a esa razón de orden jurídico, se suma otra de orden económico, como es la ineficiencia para el sistema derivada de obligar al comercializador, a comprar energía cuando no la requiere y no está dentro de su estrategia.

Es importante tener en cuenta que no existen disposiciones legales que permitan trasladar el valor de las compras en la tarifa para el mercado no regulado, como si se encuentra establecido para el mercado regulado.

Como es de su conocimiento, la contratación con los clientes no regulados es bilateral, con plazos y condiciones acordadas entre las partes, y no es posible establecer a priori si un tipo de industria persistirá más de 10 años en su operación a partir del consumo histórico o si los clientes permanecerán con el mismo proveedor de energía por un tiempo definido, diferente al de los contratos vigentes.

Como sustento de lo expresado, en el siguiente cuadro puede apreciarse la demanda no regulada histórica de ISAGEN hasta el año 2018:

Energía [GWh]	2015	2016	2017	2018
No Regulado	4.042	5.202	4.975	3.876

Puede observarse que entre los años 2016 y 2017, se contó por ejemplo con un cliente industrial de alta demanda. Fruto de este tipo de circunstancias, la cantidad demandada varía de año a año, dependiendo de la rotación de contratos bilaterales con clientes finales.

Así mismo, en la siguiente tabla se muestra la contratación de energía estimada a la fecha que se tiene con contratos vigentes para el mercado no regulado:

Energía (GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
No Regulado	3.861	3.782	3.218	2.868	2.155	1.128	397

De lo anterior, se desprende que no hay una cantidad base para definir la demanda no regulada de ISAGEN, en su calidad de comercializador.



En el caso de los contratos vigentes, no habría forma de transferir el precio de compra, en consecuencia, no es posible anticipar cuál será la demanda de ISAGEN para los años siguientes, ni es posible obligar a los clientes actuales a permanecer vinculados contractualmente con un plazo adicional de diez años.

Entendemos la prioridad del Gobierno de fomentar la instalación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), por lo que resaltamos la importancia de prestar especial atención a aspectos fundamentales que aseguren que el ingreso de dichas FNCER, no vayan en contravía al libre desarrollo empresarial y donde se garantice la adecuada competencia en el mercado.

Desde ISAGEN quedamos atentos a la consideración de los aspectos mencionados y a su disposición para ampliar o discutir estos conceptos, de cara a la reglamentación próxima a expedirse.

Reciba un saludo cordial,


 CAMILO MARULANDA LÓPEZ
 Gerente General

Copia: 073, 074, 070

ElizabethV./Stella T.





Comentario 12

De: **Borrero Angarita, Maria Antonieta, Enel Colombia** <maria.borrero@enel.com>

Fecha: 16 ago. 2019 a las 12:48.

Asunto: Enel Emgesa a resolución que reglamenta el artículo 296 del PND

Doctor

DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No.57-31, CAN

La Ciudad

Asunto:

Comentarios a la resolución en consulta "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"

Estimado doctor Mesa:

En atención a la resolución en consulta por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, a continuación presentamos nuestras observaciones y aportes.

En general, reiteramos los comentarios presentados al Ministerio en comunicación con número de radicado 00200808 del 14 de agosto de 2019, sobre la aplicación del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 para el mercado no regulado, previsto en el párrafo del artículo 2 de la norma en consulta. Al respecto,

consideramos que la aplicación del artículo 296 "no es conveniente pues no se ajusta a las condiciones del mercado no regulado, como quiera que, la compra obligatoria no solo contradice la definición de usuario no regulado y su régimen tarifario según la Ley 143 de 1994, si no que además, desvirtúa los principales preceptos de la Ley 142 de 1994, que promueve la liberalización de los mercados y la competencia entre agentes, lo anterior sin dejar de mencionar que, impone riesgos al comercializador que no son gestionables por el mismo en las condiciones actuales, que pueden afectar su competitividad en el mercado y eventualmente su sostenibilidad financiera en el mediano plazo."

Sobre la propuesta de aplicación del artículo 296 para el mercado regulado, tenemos las siguientes observaciones e inquietudes:

- Solicitamos al Ministerio definir el periodo de la obligación de contratación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), ya que la propuesta solo incluye la fecha de inicio de la exigencia, pero no aclara hasta que año se debe mantener una contratación equivalente al 10% de las compras destinadas a atender el mercado regulado. Lo anterior es relevante, teniendo en cuenta el impacto que esta medida puede tener sobre la matriz energética y la posible sobre instalación que se podría presentar en el sistema.

En complemento con lo anterior, el criterio de terminación debería coincidir con el logro de las metas establecidas en cuanto a penetración de FNCER y no al logro del porcentaje de contratación del mercado, en este sentido y en cualquier caso, solicitamos que la energía contratada por agentes independientes (diferentes a los que compran para el mercado regulado) en el mecanismo, sea considerada para el cumplimiento de la obligación del



10% de compras para el mercado regulado. De esta manera, toda la energía asignada a través de este mecanismo puede etiquetarse de origen FNCER y ser considerada para la meta prevista en la resolución, permitiendo incluso a través de los mecanismos de comercialización disponibles ser vendida para el mercado regulado.

- Solicitamos que para el cumplimiento de la obligación del 10% de compras para el mercado regulado también sean considerados contratos de energía de largo plazo suscritos por agentes independientes que adquieran compromisos en la subasta de largo plazo. De esta manera, toda la energía asignada a través de este mecanismo puede ser considerada para la meta prevista en esta resolución.

- Solicitamos al Ministerio aclarar si la propuesta de contratación implica que en los mecanismos que cumplan las condiciones previstas en la Resolución CREG 114 de 2018 y en las convocatorias públicas reglamentadas por la resolución 020 de 1996 (o aquellas que la modifiquen), se pueden realizar asignaciones exclusivas por tecnología. Este entendimiento modificaría un aspecto fundamental del mercado actual de contratos, donde el criterio principal de asignación es el precio, sin ningún tipo de discriminación. Por lo tanto, sugerimos analizar el alcance de la propuesta y como se podría lograr el objetivo de contratación planteado, sin que se modifiquen los criterios básicos de los mecanismos de contratación vigentes. Así mismo, analizar si en efecto a través de los esquemas de la Resolución 114 y las compras bilaterales es posible para los comercializadores alcanzar la meta exigida.

- Respecto al seguimiento y control de la obligación, solicitamos al Ministerio tener en cuenta que hoy los contratos se hacen entre agentes, y al ser de carácter financiero, no se especifica la planta que respalda el compromiso (contratos físicos). En este sentido, para la supervisión del cumplimiento de la obligación de compra se deben definir lineamientos especiales que permitan distinguir los contratos con FNCER, sin que esto implique modificar la forma en que se registran hoy en día.

Quedamos atentos a cualquier aclaración o ampliación de los comentarios y propuestas relacionados en la presente comunicación.

Cordial saludo,



Comentario 13

De: Renovatio- **Jairo Alberto Leal Almario**. Gerente Legal y de Operaciones

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: comentarios al proyecto de resolución por medio de la cual se pretende reglamenta el artículo 296 de la ley 1955 de 2019.





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"		
Fecha inicio:	10/08/2019		
Fecha fin:	16/08/2019		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:	directorlegal@gruporenovatio.com	
Nombre de la empresa o interesado:	Jairo Alberto Leal Almario		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Reglamentación del artículo	Decreto en general	El proyecto de decreto no reglamenta a cabalidad el artículo 296 de la Ley 1955 en la medida en que el mismo refiere como porcentaje máximo el 10% del total de transacciones de energía en el mercado de energía por parte de un comercializador, es decir, que de acuerdo con la ley, no se le puede exigir a un comercializador que contrate más del 10% de su energía en FNCER. No obstante, el proyecto establece que para el mercado regulado será un 10% y que para el mercado no regulado se definirá posteriormente, lo que nos permite concluir que el porcentaje que debe contratar un comercializador de FNCER, de acuerdo con la resolución y contrario a lo referido por el artículo 296, va ser superior al 10% total. Sugerimos que con el objetivo de que la reglamentación no tenga vicios de legalidad y pueda ser demandable por esta razón, se ajuste el porcentaje para que sumadas las energías del mercado regulado y no regulado, no se exceda del 10% de que habla el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.
2	Condiciones del cumplimiento	numeral 2 del art. 4	Aplaudimos la señal de política pública que ha dado el MME frente a la contratación de largo plazo, como requisito principal para cumplir con la obligación establecida en el art. 296 de la Ley 1955. No obstante, consideramos que el determinar un mínimo de 10 años de ejecución o de contratación podría limitar la elaboración y creación de mecanismos competitivos de energía que sirvan como complemento para la diversificación de los portafolios tanto de venta como de compra de los agentes del mercado de energía mayorista. En efecto, un tiempo tan extenso como el referido, podría dejar por fuera mecanismos hoy existentes y que se encuentran en camino a ser validados por la CREG para que sean considerados dentro de las condiciones de la Resolución CREG 114 de 2018. Proponemos que se establezca como tiempo mínimo de ejecución de los contratos un plazo de 5 años.



Comentario 14

De: Derivex- **Cristina Alejandra Carranza Rojas**

Fecha: 16 de Agosto del 2019

Asunto: comentarios al proyecto de resolución por medio de la cual se pretende reglamenta el artículo 296 de la ley 1955 de 2019.



Bogotá D.C., agosto 15 de 2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios a propuesta de resolución "Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019" - Plan Nacional de Desarrollo

Apreciada señora Ministra,

Dentro de la oportunidad legal que permite el Ministerio de Minas y Energía para emitir comentarios sobre el proyecto de resolución de la referencia, nos permitimos reiterar el compromiso que desde el administrador del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos – Derivex, hemos expresado de acompañar y aportar al desarrollo del sector eléctrico a través de mecanismos de contratación de energía eléctrica que permitan lograr condiciones más eficientes de negociación y gestión de riesgos, en beneficio de los usuarios y para la estabilidad del sistema mismo.

Con esto en mente y con la idea de lograr las mejores condiciones posibles de mercado, adjuntamos nuestros comentarios y recomendaciones.

CONDICIONES PARA EL CUMPLIMIENTO

Si bien el artículo 4º de la propuesta incorpora los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, consideramos que establecer periodos de suministro mayores o iguales a diez (10) años para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo, limita la capacidad que tendrá el sector eléctrico y el sector financiero en la adecuada gestión de riesgos financieros, en especial se refiere al hecho de que una de las partes de un contrato



CONDICIONES PARA EL CUMPLIMIENTO

Si bien el artículo 49 de la propuesta incorpora los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicione o sustituyan, consideramos que establecer periodos de suministro mayores o iguales a diez (10) años para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo, limita la capacidad que tendrá el sector eléctrico y el sector financiero en la adecuada gestión de riesgos financieros, en especial se refiere al hecho de que una de las partes de un contrato financiero no pueda obtener la liquidez necesaria para asumir sus obligaciones.

Por una parte, un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte, para la contratación de energía eléctrica, es un mecanismo que permite a sus participantes (agentes del mercado de energía mayorista) administrar de forma eficiente el riesgo de la alta volatilidad de los precios de energía eléctrica, mas aun

Camera 7 N° 71 - 21 - Torre B Piso 12 - Edificio BVC • PBX (571) 607 48 48 - FAX (571) 313 97 66
Bogotá, Colombia
www.derivex.com.co • info@derivex.com.co



cuando su matriz depende en mayor proporción de cambios climáticos. No obstante, los agentes se ven afrontados a otro tipo de riesgos que impactan la ejecución de proyectos de generación de energía eléctrica y por lo tanto cambios en sus estimaciones de producirla. Limitar la contratación a periodos mayores a diez (10) años desfavorece la liquidez y profundidad del mercado para gestionar de una manera adecuada los riesgos de generadores de fuentes no convencionales, que seguramente en un periodo tan amplio se presentarán cambios en variables macroeconómicas, precio de la tasa de cambio y condiciones climáticas, por mencionar las principales, pero no las únicas.

Por otra parte, para el sector financiero se hace más eficiente gestionar el riesgo de crédito a través de un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte. Es a través de un mercado organizado que el sector financiero logra un mayor control del riesgo de sus contrapartes y facilita la generación de líneas de crédito a largo plazo. Para esto es fundamental la liquidez del mercado y como se puede demostrar en diferentes estudios, la mayor liquidez en mercados eléctricos se concentra en periodos de contratación de menor plazo.



cuando su matriz depende en mayor proporción de cambios climáticos. No obstante, los agentes se ven afrontados a otro tipo de riesgos que impactan la ejecución de proyectos de generación de energía eléctrica y por lo tanto cambios en sus estimaciones de producirla. Limitar la contratación a periodos mayores a diez (10) años desfavorece la liquidez y profundidad del mercado para gestionar de una manera adecuada los riesgos de generadores de fuentes no convencionales, que seguramente en un periodo tan amplio se presentarán cambios en variables macroeconomías, precio de la tasa de cambio y condiciones climáticas, por mencionar las principales, pero no las únicas.

Por otra parte, para el sector financiero se hace más eficiente gestionar el riesgo de crédito a través de un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte. Es a través de un mercado organizado que el sector financiero logra un mayor control del riesgo de sus contrapartes y facilita la generación de líneas de crédito a largo plazo. Para esto es fundamental la liquidez del mercado y como se puede demostrar en diferentes estudios, la mayor liquidez en mercados eléctricos se concentra en periodos de contratación de menor plazo.

Respetuosamente sugerimos que el plazo para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo se establezca a partir de cinco (5) años, de tal manera que fomente la liquidez y competencia de sus participantes, con lo que se logran precios eficientes y un mayor beneficio al usuario final.

Agradeciendo la disposición a recibir comentarios y sugerencias, quedamos atentos a cualquier información adicional o inquietud que pueda surgir al respecto.

Cordial saludo,



Juan Carlos Tellez Urdaneta
Representante Legal

Copia: Christian Jaramillo. Director Ejecutivo CREG



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	*Por la cual se reglamenta el artículo 236 de la Ley 1955 de 2019*
Fecha inicio:	10/08/2019
Fecha fin:	16/08/2019
Fecha Comentario:	15/08/2019 18:00
Datos de contacto:	Correo electrónico: jtellez@derivex.com.co
Nombre de la empresa o interesado:	Derivex S.A.

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Periodos para adquirir la energía mediante contratos a largo plazo	Numeral 2, Artículo 4, Pagina 3	<p>Dentro de la oportunidad legal que permite el Ministerio de Minas y Energía para emitir comentarios sobre el proyecto de resolución de la referencia, nos permitimos reiterar el compromiso que desde el administrador del Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos – Derivex, hemos expresado de acompañar y aportar al desarrollo del sector eléctrico a través de mecanismos de contratación de energía eléctrica que permitan lograr condiciones más eficientes de negociación y gestión de riesgos, en beneficio de los usuarios y para la estabilidad del sistema mismo.</p> <p>Con esto en mente y con la idea de lograr las mejores condiciones posibles de mercado, adjuntamos nuestros comentarios y recomendaciones.</p> <p>CONDICIONES PARA EL CUMPLIMIENTO</p> <p>Si bien el artículo 4º de la propuesta incorpora los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, consideramos que establecer periodos de suministro mayores o iguales a diez (10) años para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo, limita la capacidad que tendrá el sector eléctrico y el sector financiero en la adecuada gestión de riesgos financieros, en especial se refiere al hecho de que una de las partes de un contrato financiero no pueda obtener la liquidez necesaria para asumir sus obligaciones.</p> <p>Por una parte, un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte, para la contratación de energía eléctrica, es un mecanismo que permite a sus participantes (agentes del mercado de energía mayorista) administrar de forma eficiente el riesgo de la alta volatilidad de los precios de energía eléctrica, mas aun cuando su matriz depende en mayor proporción de cambios climáticos. No obstante, los</p>

1	Periodos para adquirir la energía mediante contratos a largo plazo	Numeral 2, Artículo 4, Pagina 3	<p>de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, consideramos que establecer periodos de suministro mayores o iguales a diez (10) años para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo, limita la capacidad que tendrá el sector eléctrico y el sector financiero en la adecuada gestión de riesgos financieros, en especial se refiere al hecho de que una de las partes de un contrato financiero no pueda obtener la liquidez necesaria para asumir sus obligaciones.</p> <p>Por una parte, un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte, para la contratación de energía eléctrica, es un mecanismo que permite a sus participantes (agentes del mercado de energía mayorista) administrar de forma eficiente el riesgo de la alta volatilidad de los precios de energía eléctrica, mas aun cuando su matriz depende en mayor proporción de cambios climáticos. No obstante, los agentes se ven afrontados a otro tipo de riesgos que impactan la ejecución de proyectos de generación de energía eléctrica y por lo tanto cambios en sus estimaciones de producirla. Limitar la contratación a periodos mayores a diez (10) años desfavorece la liquidez y profundidad del mercado para gestionar de una manera adecuada los riesgos de generadores de fuentes no convencionales, que seguramente en un periodo tan amplio se presentarán cambios en variables macroeconomías, precio de la tasa de cambio y condiciones climáticas, por mencionar las principales, pero no las únicas.</p> <p>Por otra parte, para el sector financiero se hace más eficiente gestionar el riesgo de crédito a través de un Mercado Anónimo Estandarizado que cuente con una Cámara Central de Riesgo de Contraparte. Es a través de un mercado organizado que el sector financiero logra un mayor control del riesgo de sus contrapartes y facilita la generación de líneas de crédito a largo plazo. Para esto es fundamental la liquidez del mercado y como se puede demostrar en diferentes estudios, la mayor liquidez en mercados eléctricos se concentra en periodos de contratación de menor plazo.</p> <p>Respetuosamente sugerimos que el plazo para adquirir la energía mediante contratos de largo plazo se establezca a partir de cinco (5) años, de tal manera que fomente la liquidez y competencia de sus participantes, con lo que se logran precios eficientes y un mayor beneficio al usuario final.</p> <p>Agradeciendo la disposición a recibir comentarios y sugerencias, quedamos atentos a cualquier información adicional o inquietud que pueda surgir al respecto.</p>
---	--	---------------------------------	---



Comentario 15

De: **Secretaría Ejecutiva**

Fecha: 16 ago. 2019 a las 15:48 Asunto: ACOLGEN - Comunicación A342-16-08-2019.

Comentarios al Proyecto de Resolución artículo 26 Ley 1955 de 2019



A-342-16-08-2019

Bogotá D.C., agosto 16 de 2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "Por el cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019".

Respetada Ministra Suárez:

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN y sus empresas asociadas queremos reiterarle nuestro continuo compromiso de aportar al análisis de propuestas regulatorias que permitan fortalecer nuestro mercado eléctrico bajo los principios de confiabilidad, sostenibilidad, eficiencia de precios y crecimiento organizado.

Desde nuestra perspectiva, consideramos que la promoción de alternativas para la contratación voluntaria por parte de la demanda, así como la protección de nuestro modelo de expansión bajo esquemas de mercado; son elementos necesarios para garantizar precios eficientes y competitividad tarifaria al usuario final, resultantes de procesos de libre competencia entre tecnologías y agentes.

Bajo este contexto, a continuación, respetuosamente nos permitimos poner a su consideración algunos elementos que buscan aportar y fortalecer el diseño de la propuesta regulatoria del Ministerio de Minas y Energía:



A. Consistencia de la temporalidad de exigibilidad de la obligación con la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo y la política definida por el Gobierno

1

D: Avenida Cl 26 # 59-51 Torre 3 Of 309 - Bogotá, D.C. T: (57-1) 384 0520 C: (57) 314 393 3441 W: www.acolgen.org.co



La Ley 1955 de 2019 establece el Plan Nacional de Desarrollo para los años 2018 a 2022, no obstante, el proyecto de resolución entra en vigencia a partir del año 2023, lo cual representa una transgresión el límite temporal de la norma que reglamenta. En otras palabras, es jurídicamente inviable que la reglamentación de la Ley sea exigible en una fecha posterior al 31 de diciembre de 2022, dado que sobrepasa el límite temporal del PND.

De igual forma, el documento de las Bases del PND 2018-2022 establece el Pacto por los recursos minero-energéticos, que en su literal B “Seguridad energética para el desarrollo productivo” estableció que la meta al año 2022 de la Capacidad de generación de energía eléctrica a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable era 1500 MW.

Con estos dos factores en cuenta, la Resolución debería establecer de forma explícita que la vigencia de la obligación sea hasta el 31 de diciembre de 2022 o hasta el cumplimiento de la meta establecida en el Pacto por los recursos minero energéticos, lo que primero ocurra. De no establecerse esta limitación de la vigencia de la obligación, estaríamos migrando de un esquema de expansión basado en la libre competencia y orientado al mercado hacia un esquema de expansión centralizado a través de cuotas por tecnologías, impidiendo que el usuario final se beneficie del principio de eficiencia económica de las leyes 142 y 143 de 1994, a través de la libre competencia entre tecnologías y agentes y la planeación indicativa de la expansión del parque de generación dispuesta en la Ley. Este nuevo esquema, además de no tener en cuenta los beneficios de la asignación de mercado, traslada precios de oferta de venta a los usuarios, contrario a los esquemas centralizados en el mundo, donde se traslada costos.

En este contexto, la experiencia Internacional ha demostrado que las Energías Renovables No Convencionales son competitivas y que al tener en cuenta los incentivos de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 1874 de 2017, puede concluirse que no requieren ilimitadamente de esquemas que afecten la libre competencia para viabilizar su entrada al mercado. Esto puede corroborarse con los



ejemplos de España¹ y Brasil², países en los cuales se dieron impulsos iniciales a estas tecnologías cuando sus costos nivelados no eran competitivos con las tecnologías tradicionales.

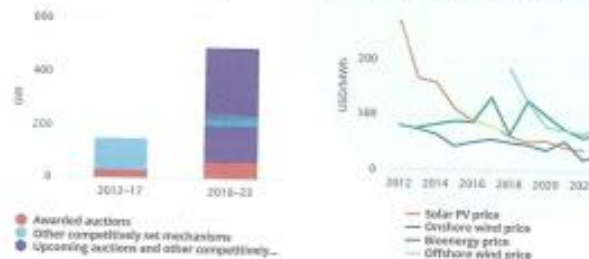
¹ Desde la firma del Tratado sobre la Carta de la Energía y luego con el Real Decreto 436/2004, se les dio a estas nuevas tecnologías grandes subsidios o primas para su entrada en competencia con las fuentes convencionales, no obstante para el año 2011 este esquema de primas le dejaba al gobierno español deudas por cerca de 24 billones de euros. Par suplir este déficit, se suprimen las primas existentes y se elimina la posibilidad de acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley opten por vender su energía en el mercado. También, se deja a un lado el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica y se elimina el régimen especial y establece que todos los generadores deben registrarse por las mismas normas y asumir las mismas obligaciones del mercado.

² El gran impulso para la implementación y puesta en marcha de generación por medio de FNCER en Brasil se dio en el año 2002 por medio el "Programa de incentivos a las fuentes alternativas de energía" PROINFA (por sus siglas en portugués). Esta brinda subsidios del 50% en la tarifa de conexión eléctrica, también brinda descuentos a los consumidores de hasta el 50% en la tarifa de uso de redes, estas subvenciones se pagan a

D: Avenida Cl 26 # 59-51 Torre 3 Of 309 - Bogotá, D.C. T: (57-1) 384 0520 C: (57) 314 393 3441 W: www.acolgen.org.co



Figura 1. Capacidad instalada de energía renovable remunerada competitivamente y precio promedio resultante de la subasta por fecha de puesta en operación del proyecto



Fuente: IEA, 2018

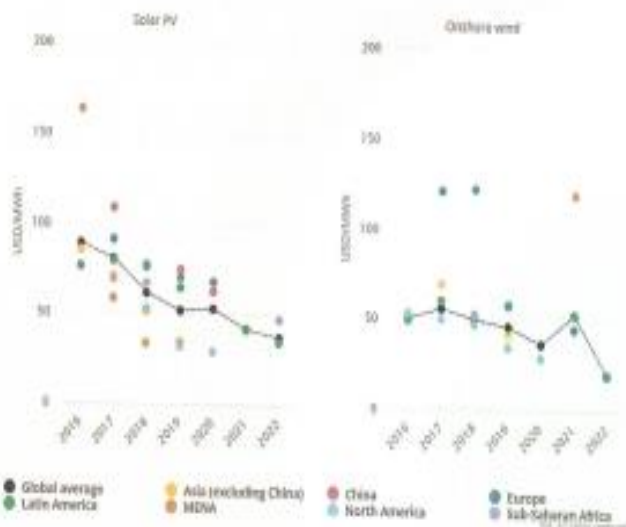
Figura 2. Precios medios de subasta de energía solar fotovoltaica y eólica, por región y fecha de puesta en operación del proyecto





Fuente: IEA, 2018

Figura 2. Precios medios de subasta de energía solar fotovoltaica y eólica, por región y fecha de puesta en servicio



Fuente: IEA, 2018

través de la Cuenta de Desarrollo de Energía (CDE), para mediados de 2018, Brasil contaba más de 13,4 GW de capacidad instalada, con cerca de 530 parques eólicos y presencia en más de 12 estados. No obstante, para dicho año la CDE de su presupuesto general (R\$ 19,6 billones), destinó cerca de R\$ 8,7 billones a los descuentos tarifarios, un valor superior al destinado para dicho ámbito que era de R\$ 2,4. Por lo anterior, se argumentó que uno de los puntos centrales que la Agencia debería perseguir es la reducción de los subsidios, incluso los relacionados con las fuentes renovable.

3

D: Avenida Cl 26 # 59-51 Torre 3 Of 309 - Bogotá, D.C. T: (57-1) 384 0520 C: (57) 314 393 3441 W: www.acolgen.org.co



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Así las cosas, es fundamental limitar la vigencia de la obligación para permitir la libre competencia entre tecnologías y agentes que es un factor crucial para garantizar que la nueva capacidad que ingresa al sistema asegure la atención continua con los precios más eficientes para los usuarios. Solo a través de la planeación indicativa y la libre competencia entre tecnologías y agentes los participantes del nuevo mercado, incentivados por la presión competitiva, la propia exposición al riesgo y la voluntad de maximizar sus beneficios, tomarán decisiones más informadas que conducirán a una mayor eficiencia general.

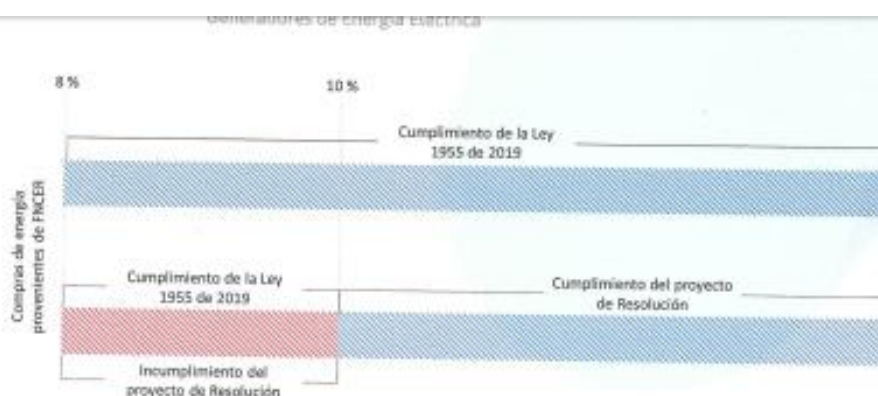
B. Margen de tolerancia de la obligación

El alcance de la obligación, definido en el Artículo 3 del proyecto de Resolución en consulta, establece un límite rígido para la obligación por parte de los comercializadores (el 10% de las compras destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado deberá provenir de FNCER); lo cual puede representar un alto riesgo de incumplimiento por diferentes razones:

- i) La obligación será exigible anualmente a partir de enero de 2023, es decir puede existir una diferencia entre la demanda real y la proyectada.
- ii) Terminación anticipada por parte de los contratos suscritos con el fin de cumplir con la imposición de la que trata el proyecto resolución.

Así mismo, sugerimos al Ministerio establecer que caso de que la oferta contratada no se instale en el periodo comprometido o en el evento que no exista oferta suficiente para abastecer las necesidades de la demanda, los agentes comercializadores que la representan no serán sancionados ni penalizados.

Adicionalmente, es preciso considerar que el Artículo 296. Matriz Energética establece que "... los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable...", por lo que el Artículo 3 del Proyecto de Resolución en consulta, al imponer que al menos 10% de las compras de energía provengan de FNCER, está excediendo la Ley que reglamenta. Incluso, en el hipotético caso en el 9% de las compras de un comercializador provengan de FNCER, estaría cumpliendo cabalmente lo establecido en la Ley 1955 de 2019, y al mismo tiempo incumpliendo la Resolución que lo reglamenta, lo cual es una evidente contradicción normativa.



En este sentido, con el interés de armonizar las disposiciones del Proyecto de Resolución con aquellas establecidas por el Plan Nacional de Desarrollo (artículo 296 de la Ley 1955 de 2019) y evitar las condiciones expuestas anteriormente, sugerimos al Ministerio definir un rango entre el 8% y 10% para la obligación de los agentes comercializadores.

Ahora bien, pese al margen de tolerancia que se defina, es preciso tener en cuenta dos aspectos fundamentales que trae consigo cualquier obligación como la expuesta en la resolución del asunto

- i) Lleva la reducción de la competencia en el mercado minorista, ya que un comercializador que quiera atender más usuarios en el mercado tendrá la incertidumbre del nivel de contratación de renovables que debe tener en el año 2022 y le será verificada en el año 2023. En este sentido, el incentivo creado será a no atender más demanda de la que se tenga el 10% e incluso a dejar de atender demanda si no se logran las metas de contratación.
- ii) La facultad dada a la Superservicios de imponer sanciones por el incumplimiento de la obligación, lo cual conlleva a que el Comercializador en sus análisis incluya elementos como posibles sanciones a los que serán acreedores en caso de no cumplir con la obligatoriedad, lo cual es una evidente afectación a la eficiencia del mercado.

Adicionalmente, es preciso no perder de vista que uno de los efectos indirectos de esta obligatoriedad sería reducir la competencia en el mercado minorista; toda vez que un comercializador que quiera atender más usuarios tendrá un nivel de incertidumbre en su contratación de energía que provenga de FNCER en el año 2023; de tal forma que se crea un incentivo a abstenerse de ampliar su mercado e incluso dejar de atender su demanda actual si no logra un adecuado nivel de contratación que dé cumplimiento a la obligatoriedad. En este contexto, es imprescindible tener lista la reglamentación del Prestador de Última Instancia y claridad si a este también le aplicaría la obligatoriedad reglamentada, así como los posibles escenarios de qué pasaría si este no la puede cumplir.

5



C. Formación eficiente en el precio y libertad de empresa en el marco del alcance del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019

El modelo de comercialización colombiano, es un modelo de mercado en libre competencia diferenciado respecto a los esquemas de compra de energía para los usuarios finales a nivel regional (que no logran ser denominados mercados minoristas de electricidad), y su evolución es únicamente comparable con los más desarrollados y profundos mercados energéticos de Europa, Norteamérica y Australia (Ver Figura 5); contrario a los mercados latinoamericanos, en los cuales la representación de los usuarios está dada por agentes comercializadores pasivos, que no tienen incentivos a mejorar su portafolio de contratos de energía ni a brindar mayor competitividad de precios (pues todos los riesgos y sobrecostos los asumen los usuarios), el mercado colombiano minorista cuenta con las ventajas y desventajas de un mercado en competencia entre agentes, es decir cuenta con agentes comercializadores activos.

Figura 3. Precios spot (a) y precios para usuarios regulados (b)

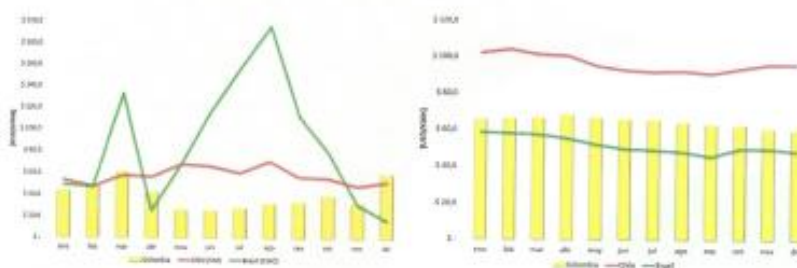
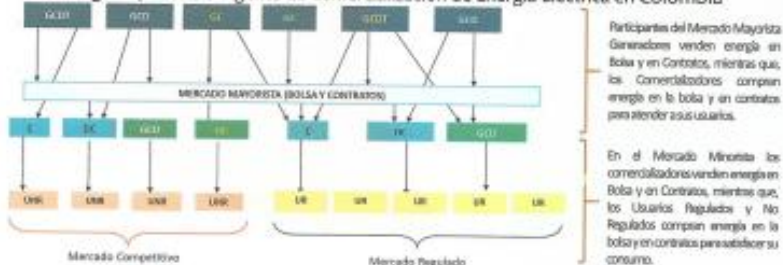


Figura 4. Modelo Vigente de Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia



Participantes del Mercado Mayorista: Generadores venden energía en Bolsa y en Contratos, mientras que, los Comercializadores compran energía en la bolsa y en contratos para atender a sus usuarios.

En el Mercado Minorista los comercializadores venden energía en Bolsa y en Contratos, mientras que, los Usuarios Regulados y No Regulados compran energía en la bolsa y en contratos para satisfacer su consumo.





Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

Dentro de las ventajas de un mercado minorista en competencia (desde la perspectiva del usuario final), se resalta que el agente comercializador mantiene una presión constante y continua de buscar alternativas de contratación que le permitan ofrecer unos precios más competitivos a sus usuarios, pues al no contar con precios y ofertas competitivas lo lleva directamente a perder parte de sus clientes.

En los modelos en libre competencia prima la oportunidad que tienen los agentes de gestionar de manera independiente sus riesgos de mercado, esta libertad le permite decidir en lo mejor de sus capacidades cuales son las alternativas de contratación que más van a favorecer a sus usuarios. Esto es importante de resaltar, pues la actual propuesta de obligatoriedad de compra de energía establecida en el Proyecto de Resolución, limita de manera significativa esta libertad de contratación de los agentes; una medida que en última instancia se verá representada en afectaciones directas a la competencia del minorista y en una mayor asignación de riesgos no gestionables a los agentes comercializadores y a los usuarios finales, objetivos contrarios a los que busca garantizar las leyes 142 y 143 de 1994.

Para mantener el esquema de mercado que promueva el empoderamiento de los usuarios en el marco de la transición energética, es importante que la obligación dispuesta en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 no afecte negativamente la formación eficiente del precio de ninguno de los mecanismos dispuestos en el artículo 4, toda vez que el alcance de la obligación de la citada ley corresponde a un porcentaje de las compras de energía.

Figura 5. Mapa del estado de liberalización de los mercados



Fuente: IEA; 2016

7



En este contexto, se propone incluir en la resolución definitiva una aclaración que evidencia que ninguno de los mecanismos de contratación dispuestos para el cumplimiento de la obligación podrá considerar una asignación administrada que supere el alcance de la Ley 1955 de 2019, dado que un mecanismo de este tipo es un incentivo para modificar las decisiones de oferta en perjuicio de la formación eficiente del precio. En esta misma línea, proponemos la eliminación del artículo 6 de la Resolución 40591 de 2019 en el marco de la autonomía contractual de las empresas necesaria para una adecuada gestión de riesgos.

D. Alternativas de contratación para el cumplimiento de la obligación

Si bien, entendemos que la Resolución en consulta pretende reglamentar el Artículo 296 de 2019 de forma independiente a la Subasta de Contratos de Largo Plazo establecida en la Res. 4 0590 de 2019, se sugiere al Ministerio realizar una revisión integral de la metodología para permitir el cumplimiento de esta obligación en los mecanismos mencionados en los literales b y c del numeral 3 del Artículo 4.

Respecto al numeral b, según el Artículo 4 de la Resolución CREG 114 de 2018, los mecanismos de contratación de energía eléctrica que serán aprobados deben cumplir con la condición de anonimato, es decir que la información sobre la identidad de los participantes de oferta y demanda no pueda ser utilizada estratégicamente para afectar la asignación de cantidades y el proceso de formación de precio.

Ahora bien, la Resolución CREG 079 de 2019 establece que los comercializadores no pueden usar criterios de evaluación de ofertas que incluyan factores como tipo de tecnología, lo cual contraviene de forma explícita lo dispuesto en la reglamentación de la Ley 1955 de 2019. Adicional a esto, esta resolución contempla una senda de compras máximas para agentes con el mismo controlante con un valor final de 10% en el año 2025, la cual le resta libertad a las estrategias de los comercializadores.

Es preciso no perder de vista que la Res. CREG 079 de 2019 en este momento se encuentra en consulta y de no quedar en firme, las convocatorias públicas no podrían ser utilizadas para cumplir la obligación, a pesar de ser un proceso competitivo de contratación. Contar con una reglamentación definitiva es fundamental para el análisis integral de los potenciales impactos del Proyecto de Resolución que reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 por parte de los agentes.

Adicionalmente, sugerimos incluir dentro de los mecanismos para cumplir la Resolución CREG 030 de 2018 y sujeto a que la autogeneración sea a partir de FNCER. Esto, en el marco en que estos esquemas contribuyen a lograr el objetivo de que la demanda sea atendida con Fuentes



renovables no convencionales, de forma que estos esquemas se deben tener en cuenta para el cumplimiento de la meta.

También es indispensable que los contratos asignados en el nuevo esquema de convocatorias, no estén limitados por la variable α y el MC, sino tengan un traslado directo de precios, ya que su eficiencia y transparencia se está garantizando con los nuevos procedimientos y reglas.

E. Aspectos operativos de la aplicación de la propuesta regulatoria

Si bien el Artículo 6 del proyecto de resolución responsabiliza al ASIC para la verificación del cumplimiento de la obligación, es fundamental definir de forma clara los criterios y lineamientos bajo los cuales el Administrador ejecutará esta función.

El mercado de contratos se caracteriza por ser de tipo financiero y no físico, por lo que los contratos suscritos entre agentes en ningún momento se encuentran bajo una discriminación por el tipo de tecnología; en este contexto, y en el marco de la naturaleza financiera de los contratos de los tres mecanismos dispuestos en el Artículo 4., es importante implementar la metodología que permita continuar con contratos financieros entre agentes.

F. Buenas prácticas regulatorias

En el marco del documento CONPES 3816 de 2014, sugerimos que la reglamentación del Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, se realice como resultado de un Análisis de Impacto Normativo – AIN, con los tiempos de discusión y consulta suficientes, como elemento de diseño de política pública y regulatoria que asegure en primera instancia la eficiencia y eficacia de las propuestas normativas, así como la transparencia, coherencia, consistencia y confianza del entorno regulatorio. Esto, con el fin de seguir las buenas prácticas internacionales y la experiencia acumulada por la OCDE donde resalta la importancia de realizar un proceso decisorio que brinde información ex ante sobre los potenciales resultados de las propuestas gubernamentales, en este caso, haciendo especial énfasis en los potenciales efectos de obligar a un agente a realizar compras de energía bajo el incentivo de cumplir una reglamentación, por encima de lograr su eficiencia económica.

Recientemente, el Ministerio de Minas y Energía se ha convertido en un referente para otras entidades gubernamentales en materia de construcción del AIN, demostrando que esta herramienta permite considerar todos los potenciales impactos, tanto positivos como negativos, que tiene una intervención regulatoria, ya sea sobre los regulados o sobre otros actores incluyendo la sociedad como un todo. De hecho, el AIN realizado por el Ministerio ha permitido observar que esta herramienta permite que algunos impactos sean visualizados en las consultas con el sector.



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

G. Reglamentación de la obligatoriedad al mercado no-regulado

Respecto al aviso de la futura reglamentación de la obligación para la demanda no regulada, consideramos pertinente tener en cuenta que al tratarse de un mercado donde los precios son el resultado de una negociación bilateral, se debe brindar libertad a la demanda no regulada a suscribir contratos de energía exclusivamente si esta considera que es la mejor opción para beneficiarse de los atributos que le puedan llegar a ofrecer estos mecanismos en términos de eficiencia y precio.

En la medida que se obligue a los comercializadores que atienden el mercado no regulado a contratarse bajo este mecanismo, no es claro cómo se garantiza la libre negociación entre el comercializador y el usuario no regulado, ni tampoco quien asumiría la diferencia de precio en el caso en que el precio asignado en la subasta sea superior al monto a pagar por parte del usuario no regulado.

En este sentido, también se verá afectada la competitividad de los grandes usuarios industriales del país, dado que una porción de su energía pasa de ser el resultado de una negociación libre de precios a una transferencia directa de costos con un valor piso correspondiente a las compras que realice en el mecanismo complementario, lo que implicaría un sobrecosto de sus compras de energía actuales, representando limitaciones a la eficiencia económica.

H. Aspectos jurídicos

1. El artículo 3 del PR excede la potestad reglamentaria.

En efecto, excede los límites del ejercicio de la potestad reglamentaria al disponer:

"Artículo 3. Alcance de la obligación. Los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que, por lo menos, el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año, provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo que hayan sido suscritos en el marco de mecanismos de mercado y de conformidad con las condiciones establecidas en la presente Resolución".

Este porcentaje se menciona también en los incisos segundo y tercero del artículo 7 del PR (mayor o igual al 10% dice la norma).

Es evidente la contradicción que existe entre estas citadas normas con el precepto legal que pretende reglamentar, que al tenor señala:

"Artículo 296. Matriz Energética. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán

10



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

obligados a que **entre el 8 y el 10%** de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo.

No corresponde al ejercicio de la función reglamentaria del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 el modificar los porcentajes a contratar allí previstos es un cambio sustancial que no puede efectuarse por este medio.

La potestad del poder Ejecutivo en Colombia para instrumentalizar y facilitar el cumplimiento de las leyes mediante la reglamentación, excluye de suyo la posibilidad de modificar dichas normas.. Este concepto es aceptado de manera clara y uniforme por toda la doctrina y la jurisprudencia en Colombia. Baste citar para el caso una de las numerosas sentencias del Consejo de Estado a continuación:

*“La potestad reglamentaria, que se define como la facultad de la cual está investido el Jefe del Ejecutivo para expedir los decretos, resoluciones y órdenes **necesarios para la cumplida ejecución de las leyes**; así entonces, al ejercer la competencia referida, el Ejecutivo no puede limitarse a reproducir los mismos textos legales, sino a trazar los derroteros necesarios a efecto de que la Administración y sus distintos órganos cumplan los mandatos del Legislador; el ejercicio de la facultad referida no es ilimitado, en la medida en que el Jefe del Ejecutivo debe sujetarse a las previsiones de la Constitución y al contenido de la ley que reglamenta, vale decir, la norma reglamentaria no puede exceder la ley que reglamenta en orden a extender, restringir o modificar sus términos y alcances³. (Subrayas y negritas fuera del texto)”.*

Ahora bien, este hecho tiene una consecuencia trascendental: constituye una causal de nulidad de la resolución en razón a lo previsto por el artículo 149 numeral 10. del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

2. Revisaremos cuando sea expedida la reglamentación del artículo 296 citado en lo que tiene que ver con el porcentaje de comercialización que se calculará para los agentes que atiendan usuarios no regulados. En todo caso, para agentes que atiendan ambos mercados (del mercado regulado y del no regulado) el porcentaje total no podrá exceder un porcentaje entre el 8% y el 10% pero en una combinación de los dos y no calculados de manera independiente.

³ Fallo 3819 de 2011 Consejo de Estado. Acción de nulidad del artículo 18 del Decreto 1889 de 1994, mediante el cual el Gobierno Nacional reglamentó parcialmente la Ley 1955 de 2019.



De no ser así, se estaría también excediendo la potestad reglamentaria, constituyéndose en causal de nulidad como lo explicamos en el punto anterior.

3. La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG deberá desarrollar mecanismos de contratación para la implementación del cumplimiento del mandato legal respecto de la matriz energética. Resaltamos en este punto otro aspecto del artículo 296 a ser reglamentados:

“Artículo 296. Matriz Energética. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo”. (Subrayas y negrillas fuera del texto).

Analizando de manera integral el artículo legal transcrito con la normatividad vigente (el Decreto 570 de 2018 y la Resolución CREG 114 de 2018, entre otros), concluimos que para cumplir con lo ordenado por el legislador, la CREG deberá ampliar mecanismos complementarios de contratación, adicionales a las subastas de contratos de largo plazo que están normados en la actualidad.

4. Unidad de Materia en cuanto a la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo.

En la Constitución Política de Colombia, existe un principio denominado Unidad de Materia y está previsto en el artículo 158 de la norma superior, en los siguientes términos:

“Artículo 158. Todo proyecto de ley debe referirse a una misma materia y serán inadmisibles las disposiciones o modificaciones que no se relacionen con ella. El Presidente de la respectiva comisión rechazará las iniciativas que no se avengan con este precepto, pero sus decisiones serán apelables ante la misma comisión. La ley que sea objeto de reforma parcial se publicará en un solo texto que incorpore las modificaciones aprobadas”.

En este punto existe mucha doctrina y jurisprudencia en el tema general, que exige conexidad temática, causal, teleológica y sistemática y deben ser tenidos en cuenta al momento de analizar la exequibilidad de una norma determinada. No obstante, nos referiremos aquí a los principales pronunciamientos que la Corte Constitucional ha



En este punto existe mucha doctrina y jurisprudencia en el tema general, que exige conexidad temática, causal, teleológica y sistemática y deben ser tenidos en cuenta al momento de analizar la exequibilidad de una norma determinada. No obstante, nos referiremos aquí a los principales pronunciamientos que la Corte Constitucional ha

12

D: Avenida Cl 26 # 59-51 Torre 3 Of 309 - Bogotá, D.C. T: (57-1) 384 0520 C: (57) 314 393 3441 W: www.acolgen.org.co



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

proferido en relación con el principio de unidad de materia que deben conservar las leyes del Plan Nacional de Desarrollo. Se mencionarán de manera cronológica y vemos que los conceptos del máximo tribunal constitucional del país han sido cada vez más estrictos, de manera que los planes de desarrollo contengan un conjunto normativo congruente para la ejecución del plan de inversiones de un gobierno determinado y en un período específico.

En efecto, la Corte Constitucional sostuvo en la Sentencia C-795 de 2004 que violaban el principio de unidad de materia la inclusión de normas en el PND que definían “la estructura y el funcionamiento de ciertas corporaciones regionales”, en tanto no tenían como propósito “planificar y priorizar las acciones públicas y la ejecución del presupuesto público durante un cuatrienio, sino definir aspectos de elección y configuración de esas corporaciones que no están inescindiblemente ligados al espíritu de la ley y a los planes y programas propuestos”.

En pronunciamiento posterior, la Corte Constitucional enfatizó que la Ley del Plan Nacional de Desarrollo no puede ser utilizada para vaciar de competencia al legislador ordinario, toda vez que esta ley tiene por objeto adoptar medidas concretas relacionadas con la “planeación”, es decir, obras o proyectos específicos incluidos en el plan de inversiones, de tal suerte que no resulta constitucionalmente admisible incorporar en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo, medidas sobre contratación estatal, sistemas de salud o régimen pensional. La inclusión en el Plan Nacional de Desarrollo de materias ajenas al concepto de planeación conduce en la práctica a evadir el debate democrático



ajenas al concepto de planeación conduce en la práctica a evadir el debate democrático que debe darse al momento de tramitar un proyecto de ley ordinaria, razón por la que declaró la inexequibilidad del artículo demandado. (Sentencia C-149, 2010).

En el año 2012 la Corte Constitucional precisó que algunas de las normas contenidas en el PND definen, por su contenido, la orientación misma de la política, una aproximación metodológica económica, social y ambiental que deberá presidir la función pública durante un período presidencial determinado. Tales son, por ejemplo, las que describen los principales programas de inversión; otras, de contenido instrumental, que deben señalar las estrategias presupuestales o normativas para realizar tales programas, advirtiendo que, si estas últimas no pueden ser relacionadas con las primeras, es decir, carecen de aptitud sustancial directa e inmediata para realizar los planes, programas y las metas generales, resultan ajenas a la materia o asunto de que trata la ley. De acuerdo con esto, la posibilidad de incluir disposiciones instrumentales con el carácter de leyes ordinarias se establece en función de la realización de las políticas públicas que materializan el respectivo programa de Gobierno, pues cualquier disposición que no satisfaga este criterio debe ser considerada extraña a la materia de una ley cuatrienal de planeación. (Sentencia C-394, 2012).

13

D: Avenida Cl 26 # 59-51 Torre 3 Of 309 - Bogotá, D.C. T: (57-1) 384 0520 C: (57) 314 393 3441 W: www.acolgen.org.co



El análisis de la relación de fallos que aquí hemos citado no nos dejan duda que la inclusión en el proyecto de ley del Plan Nacional de Desarrollo (ley 1955 de 2019) de una norma como el artículo 296, que tiene como objeto fijar una meta de composición de la matriz energética en el país, tiene que entenderse como un mandato que debe cumplirse en un plazo que finalice al terminar la vigencia de este plan de desarrollo específico, dentro del actual período presidencial.

Todas las normas que sobrepasen ese límite estarán excediendo los conceptos de la Corte Constitucional y podrían resultar inconstitucionales por unidad de materia.

Agradecemos su atención y quedamos dispuestos para ampliar cualquiera de las temáticas expuestas, así como de continuar creando los espacios de discusión que consideren necesarios.

Reciba un cordial saludo,

ÁNGELA MONTOYA HOLGUÍN
Presidente Ejecutiva
ACOLGEN

Copia:

Dr. Andrés Barreto González
Dr. Christian Jaramillo
Dr. Ricardo Ramírez Carrero
Dr. Diego Mesa Puyo

| Superintendente - SIC
| Director Ejecutivo - CREG
| Director General - UPME
| Viceministro de - Ministerio de Minas y Energía



Los cometarios se enviaron a la oficina de Asuntos Regulatorios y empresariales, área de su competencia, para ser tenidos en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

En constancia firma,



Julián Eduardo Páez Gil

Proyectó: Eidy Carolina Borda Borda
Revisó y Aprobó: Julián Eduardo Páez Gil