

GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución *"Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"*

Fecha de inicio de publicación: 08 de noviembre de 2018

Fecha fin de publicación: 23 de noviembre de 2018

Solicitantes: **Bibiana Andrea Cuartas Torres**
Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Foros/
- Aviso en Home/portal Web MME

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=24055728&idLbl=Listado+de+Foros+de+Noviembre+De+2018>



Estado de Foros de Noviembre De 2018

Modifica la Resolución 4 0791 de 2018

Sector Energía

Fecha Inicio 8 de noviembre de 2018

Fecha Fin 23 de noviembre de 2018

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 0304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento Propuesto

Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico ciudadana@minminas.gov.co, hasta el próximo viernes 23 de noviembre de 2018.

Documentos adicionales

- [Memoria Justificativa](#)
- [Memoria Taller Modificaciones Resolución 40791 de 2018](#)
- [Memoria Aplicación de la propuesta MME de modificación de la Resolución 40791 de 2018-UPME](#)

Conclusiones

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

FORO MinMinas

Modifica la Resolución 40791 de 2018

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...

jueves 8 de noviembre de 2018, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinMinas

Sector: Energía

Ilustración 2 Divulgación: Aviso en Home/portal Web MME otras noticias

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión Proyecto de Resolución " Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018". Se recibieron veintiún (21) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo pciudadana@minminas.gov.co



- Sección comentarios del foro

Comentario 1

De: María Cristina Ortiz

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 17:25

Asunto: Comentarios a la Resolución en consulta "Por la cual se modifica la Resolución 40791



A-508-23-11-2018

Bogotá, D.C. 23 de noviembre de 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SÚAREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Asunto: Comentarios a la Resolución en consulta "Por la cual se modifica la Resolución 40791 de 2018"

Respetada Señora Ministra,

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN y la totalidad de sus empresas asociadas queremos reiterarle nuestro compromiso con el ingreso de Energías Renovables en el Sistema Interconectado Nacional bajo esquemas de mercado, de libre competencia entre tecnologías y agentes, y de acuerdo con el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en el país. Razón por la cual, desde hace más de dos años hemos presentado al Gobierno propuestas regulatorias que buscan permitirles competir con base en sus bajos costos variables como su principal atributo.

Nuestra visión como inversionistas y como actuales desarrolladores de proyectos en diferentes tecnologías limpias como biomasa, eólica, solar, geotermia y también hidráulica, que podrían entrar al Sistema Interconectado Nacional en los próximos años y participar en la subasta de contratos de largo plazo, es que se debe minimizar el riesgo regulatorio y garantizar la seguridad jurídica al inversionista para lo cual es esencial contrastar los ajustes a la Resolución en el marco de los lineamientos de Política Pública planteados en el Decreto 0570 de 2018 y solicitar el concepto a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre la incidencia del proyecto normativo en la libre competencia económica del mercado de energía eléctrica, evitando posibles escenarios en los que después de realizada la subasta y asignados los contratos se defina un vicio de nulidad de los actos administrativos que soportan el esquema.

Dado que las Inversiones realizadas en los últimos 25 años en el sector se han ejecutado bajo un modelo de inversión de mercado y libre competencia (con riesgos de desarrollo y financiación a

1



cargo de los inversionistas), al introducir criterios de precalificación cambiantes en el tiempo, no predecibles y sujetos a los análisis de la UPME, estamos cambiando el esquema de inversión por un modelo de planeación centralizada (con mayor riesgo para la demanda) que necesariamente tiene incidencia sobre la libre competencia del sector y que impone una condición de inestabilidad adicional toda vez que un proyecto de generación que hoy comienza a viabilizarse porque cumple con las expectativas definidas en los criterios de precalificación publicados, en la siguiente subasta puede no precalificar ante la modificación de los indicadores materializando el riesgo regulatorio para el inversionista. Esto llevará, como sucede en Brasil¹³, a una competencia para persuadir a las autoridades para que los indicadores de precalificación favorezcan a ciertas tecnologías, lo que no solamente ha desencadenado en apagones sino en los costos de energía más altos de la región.

Otro aspecto que genera incertidumbre para la participación de los agentes es el producto a subastar, ya que no es claro si es un contrato físico (de la modalidad pague lo generado o energía media) el cual debe ser liquidado con el despacho real o es un contrato financiero que aporta cobertura a la demanda (de la modalidad pague lo contratado con cantidades fijas por hora) el cual debe ser liquidado con el despacho ideal como todos los demás contratos en el mercado. Consideramos tener en cuenta que el problema de intentar atar un contrato físico al despacho ideal, como hoy funcionan las reglas de redespacho y desviaciones al programa de generación, es que los costos por las variaciones del recurso energético o las indisponibilidades de las plantas son asignadas a la demanda o a los demás generadores vía reconciliaciones, lo que puede potenciar un artificial menor precio de bolsa y un crecimiento de las restricciones, es decir que, al final se socializa el costo de la intermitencia de las energías renovables con toda la demanda, tanto la que participó voluntariamente en la subasta como la que no.

Uno de los principales elementos para brindar estabilidad de condiciones para la inversión es contar con un crecimiento organizado del parque de generación, la sobreinstalación del parque de generación con un solo grupo de tecnologías conlleva a sobrecostos a los usuarios por ineficiencia económica (con el impacto que esto implica en las familias más vulnerables y el balance de subsidios y contribuciones), a la salida de plantas que no tuvieron la oportunidad de competir con los entrantes por la intervención de precios vía cantidades, subsidios a la oferta y/o a comprometer la confiabilidad del sistema en el mediano plazo. Por estas razones, la demanda objetivo debe ser una variable conocida definida con criterios objetivos y respetuosamente proponemos que se defina realizando primero el balance de energía firme y en los años en que sea deficitario se tome un porcentaje de la demanda incremental o que requiere expansión del parque de generación para ser atendida. La definición de la demanda objetivo como un

¹³ Surging Power Prices Are Brazil's Latest Inflation Villain by David Biller, Bloomberg 23 de agosto de 2018.

² Boletín informativo referente a los resultados consolidados de las subastas realizadas por la CCEE: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado/info_leilao_dinamico?contentid=CCEE_3882578_afriLoop=735633252373688_adf.ctrl-state:jbur8dzua_1W%40%40%3F_afriLoop%3D735633252373688%26contentid%3DCCEE_388257%26_adf.ctrl-state%3Djbur8dzua_5

³ Precio de Liquidación de Diferencias: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_adf.ctrl-state=nhjt2l89_18_afriLoop=26478058699883%1%40%40%3F_afriLoop%3D26478058699883%26_adf.ctrl-state%3Dnhjt2l89_5



parámetro por determinar con ocasión de cada subasta, se origina una incertidumbre que puede llegar a afectar la ejecución de proyectos de expansión convencional.

Asimismo, para evitar la sobreinstalación, es esencial que una vez realizada la subasta y asignadas las cantidades se cuantifique la Energía Firme de estos proyectos y se realice un nuevo balance de Energía Firme para que en la subasta de expansión de Cargo por Confiabilidad no se asignen más recursos de los que requiere el sistema.

Adicionalmente, la Asociación considera necesario que el Ministerio, en el marco de los cambios incluidos en este proyecto de Resolución, publique un acto administrativo mediante el cual ponga en consulta la Res. MME 4 0795 de 2018 "Por la cual se convoca la primera subasta de contratación a largo plazo de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación", con el fin de tener concordancia entre resoluciones.

En el Anexo 1 de esta comunicación profundizamos los comentarios al proyecto de resolución en consulta y en el Anexo 2 presentamos un resumen de las propuestas y estudios para la subasta de contratos de largo plazo que hemos realizado desde la Asociación.

Manifestamos nuestra confianza en que se acogerán nuestras solicitudes y reiteramos nuestra total disposición para ampliar la información y realizar el trabajo conjunto que consideren necesario.

Cordialmente,

ÁNGELA MONTOYA HOLGUÍN
Presidente Ejecutiva
ACOLGEN

Anexo 1. *Comentarios particulares al proyecto de Resolución.*

Anexo 2. *Resumen de propuestas y estudios para considerar en la subasta de contratos de largo plazo*

Copia: Dr. Andrés Barreto González - Superintendente de Industria y Comercio
Dr. Christian Jaramillo - Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dr. Alberto Carrasquilla - Ministro de Hacienda y Crédito Público



ANEXO 1. COMENTARIOS PARTICULARES AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE MODIFICA LA RESOLUCIÓN 40791 DE 2018

A. Modificaciones al proyecto de Resolución y Lineamientos de Política del Decreto 0570 de 2018

En la página 53 de la memoria justificativa del Decreto 0570 de 2018 al diligenciar el formato de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios se establece categóricamente que la regulación no limita el número o la variedad de las empresas que pueden participar en la subasta de contratos de largo plazo, así como la capacidad de las empresas para competir en la subasta de contratos de largo plazo y concluye que *“El acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia económica, por el contrario fomenta la competencia y busca la eficiencia en la formación de precios en el sector de generación de energía eléctrica a través de un mecanismo para la contratación a largo plazo (...)”*

En este sentido, el Artículo 1 del Decreto 0570 de 2018 establece la importancia de definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y define como uno de los objetivos del mecanismo *“Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.”*

No obstante lo anterior, la implementación de la política energética planteada en la Resolución 40791 de 2018 incide en la libre competencia entre tecnologías y formación eficiente de precios, dado que: i) el criterio de resiliencia limita la participación de proyectos existentes en la subasta de contratos de largo plazo a pesar de que estas contribuyen a la resiliencia toda vez que brindan reserva y respaldo al sistema para continuar prestando el servicio de forma continua a pesar de la intermitencia de los proyectos de generación FNCER; ii) el criterio de complementariedad entre recursos limita la participación de proyectos térmicos en la subasta a pesar de que estos proyectos aportan a la complementariedad y; iii) el criterio de seguridad energética regional limita la participación de proyectos en el territorio nacional para priorizar los proyectos en la Costa Atlántica, limitando también la competencia de los proyectos solares. Como resultado de estos criterios de precalificación se limitan los proyectos que pueden participar en la subasta de 30.000 MW de proyectos de generación entre nuevos y existentes a menos de 2.000 MW de proyectos nuevos (eólicos y solares), 6% de los proyectos de generación con potencial para ofrecer contratos de largo plazo.

Lo anterior se exagera cuando en la definición de proyectos de generación existentes se propone que sean aquellas plantas y/o unidades de generación de energía eléctrica cuyo año de entrada en operación comercial sea anterior o igual al año que se establezca como base para el cálculo de los criterios de calificación, es decir que podría haber menos competencia

4



si la UPME define que el año base será el 2018 y los proyectos que están entrando al sistema se dejan por fuera.

Además, en el Artículo 18 de convocatoria de la subasta se establece que El Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución de convocatoria definirá el tipo de proyectos que podrán participar en la subasta si son solo nuevos, aspecto que en sí ya es una limitación a la libre competencia en el mercado de contratos de largo plazo del sector eléctrico y hace imposible cumplir el objetivo ii) del Decreto 570 de 2018 que consiste en Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo. En este contexto, el documento de Memoria Justificativa indica que esta modificación es motivada con el fin de otorgar flexibilidad y aumentar la competencia en el mecanismo de subasta de contratación de largo plazo; amablemente, se solicita al Ministerio dar claridad sobre el objeto y conveniencia de esta flexibilidad, y qué aspectos de la competencia son mejorados con el cambio propuesto. Así mismo, es importante tener en cuenta que en caso que el acto administrativo determine que en la subasta podrán participar plantas existentes, el contrato tal y como está establecido, no es procedente.

En Acolgen apoyamos el desarrollo de una subasta de contratos de largo plazo en condiciones de libre competencia entre tecnologías y agentes y creemos firmemente que el desarrollo de la subasta, más la materialización de los incentivos contenidos en la Ley 1715 de 2014, más el desarrollo de Carbon Pricing para el control de las emisiones, tales como, el impuesto al carbono, mercado de cupos transables, mercados voluntarios de carbono o tasas retributivas son suficientes para asegurar las metas de incorporación de renovables no convencionales (tecnologías que hoy están en capacidad de competir con cualquier tecnología aspecto que resaltó la memoria justificativa del Decreto 570 de 2018) y el cumplimiento de los objetivos de política pública trazados en el Decreto 0570 de 2018.

La visión de Gobierno puede ser diferente y considerar que a pesar de todos los instrumentos económicos para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales estas tecnologías no están en capacidad de competir y es necesario limitar la competencia con criterios de calificación que permitan una subasta exclusiva para FNCER. No obstante, en este escenario nuestras empresas asociadas como Inversionistas de largo plazo en el sector y seguidores de los incentivos definidos en la regulación, con gran interés de participar en la subasta, solicitamos respetuosamente que se evalúe nuevamente la incidencia sobre la libre competencia en el mercado de energía y se solicite concepto a la Superintendencia de Industria y Comercio en el marco de la Ley 1340 de 2009 y el Decreto 2897 de 2010 para dar seguridad jurídica a los contratos resultantes de la subasta que se realiza con base en estos actos administrativos.

Es importante señalar que mediante comunicaciones con radicado 18-69285-0-0 de fecha 7 de febrero de 2018 y 18-69285-4-0 de fecha 14 de marzo de 2018, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia solicitó al Ministerio de Minas y Energía el



Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

envío del proyecto de Decreto 0570 para concepto de la entidad sobre la incidencia de la libre competencia.

B. Tipo de contrato

Consideramos un avance el hecho de que se quiera estructurar como contrato financiero el producto a subastar, lo cual estaría armonizado con los demás contratos y el diseño del Mercado Mayorista de Energía. No obstante, el producto a subastar tiene características de un contrato físico de energía media, como se evidencia en el volumen, situación que requiere de un despacho con ofertas vinculantes para las cantidades a generar y extrapolar el pago de desviaciones por incumplimiento al programa de generación a todas las plantas despachadas centralmente. De esta manera ni los demás generadores, ni la demanda terminan pagando por la intermitencia, la indisponibilidad o el exceso de entrega de energía de las fuentes de generación.

Ahora bien, con el objetivo de avanzar en el diseño del contrato financiero como producto a subastar, es recomendable establecer productos a la medida del perfil de generación de las fuentes de generación, por lo que se propone definir un contrato pague lo contratado para los siguientes productos: i) un producto base con obligaciones horarias uniformes durante las 24 horas del día; ii) un producto día con obligaciones horarias de entrega en los momentos en que la generación solar cuenta con recurso y; iii) un producto noche con asignaciones horarias en el bloque en el que se encuentra el pico del sistema (ver Ilustración 1).

Ilustración 1. Ejemplo de productos a subastar en el Mecanismo de Apoyo a la Expansión

00:00 - 05:59	06:00 - 17:59	18:00 - 23:59																					
00:00 - 23:59																							
H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24

De esta manera se mitiga el riesgo de producción a los generadores, se logra una competencia entre productos y diferentes tecnologías de generación y se da cobertura real de precio y de cantidades a los comercializadores.

Si bien, el documento de memoria justificativa afirma que "con el fin de dar al mercado una señal de simplicidad en cuanto al producto a subastar se hace necesario modificar uno de los parámetros del mismo", haciendo referencia a la eliminación de un componente fijo de entrega y la propuesta de un componente variable sujeto a la generación ideal horaria de la planta; no es claro si esta simplicidad se ofrece al vendedor o a comprador, en el marco en

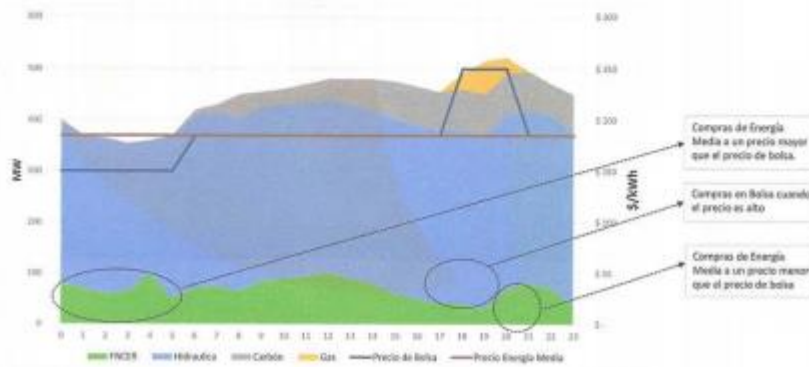


que el riesgo al cual se encuentra expuesto la demanda se incrementa por la incertidumbre en la entrega de la energía. Así mismo, se solicita comedidamente al Ministerio dar claridad en el concepto de *generación ideal*, teniendo en cuenta que no se conoce la propuesta de despacho vinculante. De igual forma, se indica que este cambio también está motivado en análisis realizados sobre la forma más eficiente en que las tecnologías variables pueden entregar energía al sistema, no obstante, este análisis debe tener las perspectivas no solo de la oferta sino de la demanda.

Es importante señalar que de la manera en la cual está estructurado el producto y su liquidación, el contrato impone un riesgo de precios y cantidades a los comercializadores y/o a los usuarios, ya que el comercializador nunca tendrá certeza de la cantidad asociada al contrato con la cual contará en la hora y no tendrá herramientas de gestión comercial, lo que es equivalente a no tener contratos de cobertura. Incluso si el precio de cierre de la subasta no es realmente competitivo respecto a las fuentes convencionales, el contrato de energía media como está diseñado obliga a comprar a un precio mayor cuando el precio de bolsa tiende a la baja y a comprar en bolsa cuando el precio spot tiende al alza, lo cual desde el punto de vista racional de un comprador es poco atractivo.

Para ilustrar lo señalado se muestra un ejemplo de despacho ideal para un día cualquiera con agregados por tecnología (ver Gráfica 1), claramente cuando la generación de FNCER se da en momentos de menores precios de bolsa respecto al precio del contrato de energía media será una pérdida para el comercializador que compró el producto, así como, los momentos en los que tenga que comprar en bolsa a un precio mayor que el precio del contrato de energía media porque no se da generación de FNCER.

Gráfica 1. Ejemplo ilustrativo del despacho ideal

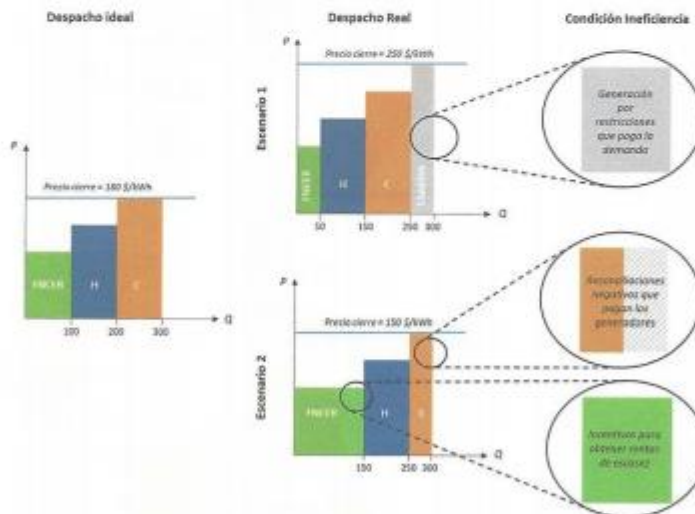




La situación en la que el comercializador tiene beneficios por las compras de los contratos de energía media es cuando su precio es menor que el precio de bolsa, es decir que su generación es altamente complementaria con la curva de carga del sistema y con los fenómenos climáticos secos y si este fuera el caso no habría ningún problema para los vendedores en que el producto sea pague lo contratado con cobertura de precios y cantidades para la demanda, ya que por este producto la demanda incluso tendría mayor disposición a pagar.

Así mismo, se consideran condiciones de ineficiencia que se pueden generar en el esquema propuesto. En primera medida y como se puede observar de la Figura 1, se realiza el despacho ideal del sistema para una hora, que considera en el caso ejemplo que todas las plantas ofertan precios diferentes pero son asignados en mismas cantidades para cubrir la demanda esperada del sistema.

Figura 1. Escenarios de diferencias entre despacho ideal y real



En la liquidación ex post, se pueden presentar dos escenarios indeseados. El primero de estos es que la generación real de FNCER el despacho real es menor al ideal, lo que conlleva a la necesidad de despachar nueva generación fuera de mérito. Estas desviaciones ($D_{ideal} - D_{real}$) suponen un costo que tendrá que cubrir la demanda, por restricciones del sistema.



En el segundo escenario puede darse la condición de que la generación real sea mayor que la generación del despacho ideal, generando que algunos agentes tengan que incurrir en reconciliaciones negativas. En este contexto, se habilita al agente a reportar una oferta por una cantidad menor a su disponibilidad en periodos críticos, esto puede ser una condición que busque un agente, con el interés final de obtener rentas de escasez.

C. Transición

En este artículo se establece que la CREG definirá un esquema de transición para aquellos proyectos con fuentes no convencionales de energía renovable en relación con sus requisitos técnicos. Operativos y de mercado, de tal forma que se **garantice** su integración en el Sistema Interconectado Nacional, es difícil que la CREG garantice la integración de un tipo de fuente de generación ya que eso depende de decisiones empresariales. En este sentido, se sugiere cambiar el verbo rector garantizar por **permitir**.

D. Definición clara y objetiva de los conceptos definidos en el proyecto de resolución

Se requiere un criterio claro para la activación de la subasta de contratos de largo plazo y de gradualidad que garanticen que no se llevará a una sobre-instalación del sistema, sobre-cobertura y sobrecostos para el sistema.

En relación con los criterios de calificación definidos en los Artículos 33, 34, 35, 36 y 37, es necesario precisar de forma clara los lineamientos para la ponderación de los objetivos de acuerdo con los objetivos de política, de forma que se preserve la estabilidad regulatoria evitando en los próximos años la modificación de reglas por aspectos coyunturales. Respecto a la definición en sí misma de los criterios, dada su opacidad y falta de claridad de la definición de algunos elementos o de algunos criterios en su totalidad, existe un riesgo alto de vulnerar el carácter indicativo de la planeación de la expansión de generación.

E. Análisis de Impacto Normativo – AIN

El documento de memoria justificativa del proyecto de resolución, contiene un numeral sobre Impacto Económico, el cual está enfocado exclusivamente a mencionar que la resolución en consulta no impacta de forma directa los recursos de la Nación.

El análisis de Impacto del cambio normativo propuesto debe ser realizado de forma exhaustiva y profunda, teniendo en cuenta los impactos económicos no solo para la nación sino para el mercado y sus participantes, de forma consistente con las recomendaciones y buenas prácticas establecidas por la OCDE en materia de política regulatoria y con lo



establecido en la Guía Publicada por el Departamento Nacional de Planeación sobre el Análisis de Impacto Regulatorio – RIA.

Este documento, menciona que un concepto importante para entender la lógica que hay en la preparación del Análisis de Impacto es justificar correctamente la acción gubernamental, dado que toda intervención va a crear impactos, ya sean positivos o negativos. Los positivos, que permiten que una persona mejore o haya mejoras en el bienestar colectivo es un beneficio; y por el contrario, un costo es aquello que hace que una persona esté en peores condiciones o trae una reducción al bienestar de la sociedad.

Así mismo, la Guía metodológica menciona que la intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencias concretas, las cuales demuestran que la intervención está justificada y vale la pena trayendo beneficios para la sociedad. Es decir, cuando el beneficio justifica el costo de la intervención.

Es fundamental entonces, que el regulador identifique cuidadosamente los costos y los beneficios asociados a las alternativas propuestas, con el fin de analizarlas para realizar comparaciones y determinar cuál de ellas es la mejor para el bienestar social. Una forma para identificar estos impactos es atribuirlos a diferentes actores potencialmente afectados.

En este contexto, es claro que el DNP hace referencia a los impactos a la totalidad de los agentes involucrados en la decisión que toma el regulador y no solo al efecto que origina la medida en adoptar en los recursos de la Nación.

Así mismo, es necesario que estas propuestas de cambio consideren la evaluación de la autoridad de competencia que es la Superintendencia de Industria y Comercio.

F. Criterios de calificación

Criterio de Resiliencia

Respecto al criterio de resiliencia nos permitimos reiterar nuestra preocupación asociada a la limitación participación de plantas de generación existentes, a pesar que estas contribuyen a la resiliencia en términos de la reserva y respaldo al sistema para la prestación del servicio de forma continua a pesar de la naturaleza intermitente de los proyectos de FNCER.

Igualmente, nos permitimos pedir aclaración al Ministerio en cuanto a la normalización del puntaje. En la fórmula de normalización propuesta en el proyecto de resolución la variable $Min(Z_j)$, para el criterio de resiliencia, corresponde al valor del índice de Shannon – Wiener de la matriz para el año que se establezca como base, y que la variable Z_{jk} corresponde a la diferencia entre el valor del índice que tiene en cuenta la contribución de la energía del

10



proyecto a su respectiva fuente energética y el valor del índice SW de la matriz para el año base. En este contexto, el valor del índice de SW del año base está siendo restado dos veces del que tiene en cuenta la generación anual del proyecto, por lo que el resultado probablemente será negativo, afectando la puntuación total.

Criterio de Complementariedad

Este criterio, afecta la participación de proyectos térmicos en la subasta, a pesar que estos aportan complementariedad al sistema. Así mismo, en el taller realizado el día 22 de noviembre por el Ministerio de Minas en horas de la mañana, que contó con la participación de la UPME a través de la presentación de los criterios de calificación de los proyectos, el señor David Riaño señaló que "cada proyecto recibe como evaluación del criterio de complementariedad el resultado de su coeficiente de correlación de Pearson multiplicado por -1", sin embargo, esta precisión no es evidente en el proyecto de resolución. Comedidamente se solicita al Ministerio dar claridad en este punto, en el marco de la concordancia entre los documentos en consulta y los talleres de socialización.

Criterio de Seguridad Energética Regional

Este criterio limita la Participación de proyectos en el territorio nacional para priorizar los proyectos en la Costa Atlántica, así mismo, la forma en que está dispuesta la sección de contribución a la reducción del costo de restricciones limita también la competencia de los proyectos solares.

Puntaje normalizado

En el taller de socialización realizado por el Ministerio el día 22 de noviembre, el señor Diego Riaño señaló la siguiente fórmula como la ecuación para la normalización de proyectos.

$$c_j(k) = \frac{Z_{jk}}{\text{Max}(Z_j)} \cdot 100$$

La cual no coincide con la señalada en Artículo 25 del proyecto de resolución, por lo cual se solicita al Ministerio dar claridad, en el marco de la concordancia entre los documentos en consulta y los talleres de socialización.

G. Principio de Reserva de Ley

La Ley 1715 de 2014 estableció lo siguiente:

"El Gobierno Nacional promoverá la generación con FNCE y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias, conforme a las competencias y principios establecidos en esta ley y las Leyes 142 y 143 de 1994" (Negrillas fuera de texto)

11



En este sentido, es importante que el diseño del mecanismo para la contratación de largo plazo se encuentre enmarcado en los términos de las leyes mencionadas, en particular el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994, que dispone lo siguiente:

“... Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Parágrafo 1°. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.” (Negrillas fuera de texto)

Si bien la participación de la demanda es voluntaria, la discrecionalidad para la definición de la demanda objetivo, si participan proyectos nuevos y/o existentes, las ponderaciones de los criterios y que agentes y/o tecnologías aplican a cada uno de los criterios, entre otros, convierten el mecanismo en una herramienta del Gobierno para una expansión centralizada. Lo anterior cobra importancia en la medida que el Gobierno podría tener el incentivo a enfocar el mecanismo a ciertas tecnologías una vez se haya adjudicado un proyecto de transmisión determinado, ya que de no construirse proyectos de generación que utilicen el proyecto de transmisión, perderá sentido la construcción de este último.

Por otro lado, de acuerdo con el marco legislativo, en virtud del cual se determinan las competencias del Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por lo que el Ministerio, como órgano regulador, tiene dentro de sus funciones, la de establecer políticas, planes y programas. Por su parte, funciones como la de regular, se encuentra en cabeza de las Comisiones que para el caso en concreto correspondería a la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG- como ente técnico y especializado en la materia y que en todo caso goza de naturaleza jurídica que le da un marcado carácter de independencia y autonomía.

Así las cosas, la puesta en marcha de una “Planeación Centralizada”, la reasignación de competencias de una Comisión de Regulación a un Ministerio, lo que incluye la facultad de expedir regulaciones, corresponden a asuntos cuya asignación a una autoridad específica de la rama ejecutiva del Poder Público debería ser asignada previamente por el legislador. En tal sentido, sugerimos incluir en el AIN la verificación de que no se esté migrando a un esquema de expansión centralizada sin un cambio de Ley y no se estén ejerciendo funciones de regulación delegadas a la CREG en la definición de algunos detalles del mecanismo.

H. Derecho a la igualdad

12



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

El derecho a la igualdad está establecido en el artículo 13 de la Constitución Política de Colombia y ha sido desarrollado en diversa normatividad del sector eléctrico. Resulta imperativo tener en cuenta que según los artículos 20 y 23 de la ley 143 de 1994, en la expansión de la generación de energía eléctrica deben crearse las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética capaz de abastecer la demanda, mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos, promoviendo y “preservando la competencia”.

En el proyecto normativo que modifica la Resolución 4 0791 de 2018, sometido a consideración, estimamos que el derecho a la igualdad está siendo vulnerado de manera evidente en dos situaciones:

1. La aplicación de los criterios para la calificación de los proyectos, contenidos en los artículos del 30 al 33 implica un tratamiento deferencial para distintos recursos de generación, que van más allá de lo planteado por el Decreto 0570 de 2018, al aplicar criterios que ponen en condiciones de desventaja a algunos recursos.

No es clara la manera de ponderar cómo los proyectos serán calificados por la UPME “de acuerdo con su aporte al cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 y en los artículos del 30 al 33”. Si, por ejemplo, el criterio de mayor peso para una subasta específica es el de reducción de emisiones, es claro que sopesaría con más fuerza ese objetivo, lo que excluiría proyectos de generación con tecnologías que produzcan mayores emisiones.

Tampoco está señalado expresamente en el proyecto normativo modificadorio cómo se evaluarán dichos objetivos ni se da la claridad en el sentido de que cada proceso de subasta pueda establecer una ponderación diferente de los objetivos.

2. Es discriminatorio en cuanto a los proyectos existentes por cuanto asigna con cero la calificación de algunos de los criterios a las plantas existentes, también a las plantas térmicas en el criterio de complementariedad y en la misma definición de las variables que miden los objetivos.

En efecto, los artículos 21, 22 y 23 que modifican los artículos 34, 35 y 36 del Capítulo V de la Resolución 4 0791 de 2018 respectivamente, señalan:

En el artículo 21:

“(…) las plantas y/o unidades de generación existentes, y que hacen parte de la matriz que se establece como base, no contribuyen a mejorar la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica, por lo cual la variable Z_{jk} para dichas plantas y/o unidades de generación tendrán valor de cero (0)”

13



En el mismo sentido, se establece en el artículo 22 de la siguiente forma:

“(...) Para los proyectos con fuentes energéticas diferentes a las renovables, la variable Z_{jk} será igual a cero (0)”

Así mismo, se indica en el artículo 23, cuando acota:

“(...) Para el caso de las plantas y/o unidades de generación existentes, dado que hacen parte del balance oferta/demanda de potencial actual y son considerados en el cálculo del costo de las restricciones actuales del sistema, no contribuyen a fortalecer la seguridad energética regional, por tanto la variable Z_{jk} para dichos proyectos de generación tendrá un valor de cero (0)”

El hecho de que el proyecto normativo que modifica la Resolución 4 0791 de 2018 tenga la susceptibilidad de afectar el derecho a la igualdad y a la libre competencia, además de la inseguridad jurídica que lleva consigo desconocer de antemano la aplicación de los criterios de ponderación, implica que se aparta de las normas en que se fundamenta y el acto administrativo podría ser objeto del medio de control de nulidad⁴.

⁴CPACA ARTÍCULO 137. NULIDAD. Toda persona podrá solicitar por sí, o por medio de representante, que se declare la nulidad de los actos administrativos de carácter general.

Procederá cuando hayan sido expedidos con infracción de las normas en que deberían fundarse, o sin competencia, o en forma irregular, o con desconocimiento del derecho de audiencia y defensa, o mediante falsa motivación, o con desviación de las atribuciones propias de quien los profirió.

También puede pedirse que se declare la nulidad de las circulares de servicio y de los actos de certificación y registro.

Excepcionalmente podrá pedirse la nulidad de actos administrativos de contenido particular en los siguientes casos:

1. Cuando con la demanda no se persiga o de la sentencia de nulidad que se produjere no se genere el restablecimiento automático de un derecho subjetivo a favor del demandante o de un tercero.
2. Cuando se trate de recuperar bienes de uso público.
3. Cuando los efectos nocivos del acto administrativo afecten en materia grave el orden público, político, económico, social o ecológico.
4. Cuando la ley lo consagre expresamente.

PARÁGRAFO. Si de la demanda se desprendiere que se persigue el restablecimiento automático de un derecho, se tramitará conforme a las reglas del artículo siguiente.



ANEXO 2. RESUMEN DE PROPUESTAS Y ESTUDIOS PARA CONSIDERAR EN LA SUBASTA DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO

I. PROPUESTA REGULATORIA DE ACOLGEN PARA LA INCORPORACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL BAJO ESQUEMAS DE COMPETENCIA

La regulación del Mercado Mayorista de Energía en el país se ha caracterizado por la promoción de la competencia y una planeación indicativa de la expansión del parque de generación y ha contado desde el 2006 con el esquema del Cargo por Confiabilidad como mecanismo para promover la expansión eficiente del parque de generación y asegurar que los recursos estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones críticas de abastecimiento a un precio eficiente.

Con el fin de preservar la fortaleza institucionalidad así como la planeación indicativa, que hasta el día de hoy ha brindado estabilidad regulatoria y de ingresos a los inversionistas, a continuación, planteamos nuestra propuesta de subastas de contratos de largo plazo.

A. Propuesta Regulatoria

1. Convocatoria y cantidades máximas a asignar en la subasta

Consideramos importante que desde la regulación se defina un criterio objetivo para convocar la subasta de contratos estandarizados de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado y la cantidad máxima a asignar en la subasta, de manera que se garantice un crecimiento organizado del parque de generación y se evite una sobre instalación del mismo.

Nuestra propuesta es que este mecanismo transitorio de apoyo a la inversión complementario al Cargo por Confiabilidad, basado en contratos estandarizados de energía de largo plazo, se active cuando la diferencia entre la Demanda Objetivo (DO) y la ENFICC sea positiva y se evidencie un déficit de energía en el sistema. En este caso, la cantidad máxima a asignar correspondería a un porcentaje inferior al 50% de la demanda incremental del sistema (DO – ENFICC)⁵.

⁵ En el caso de que al momento de llevar a cabo este mecanismo transitorio de expansión complementario al Esquema del Cargo por Confiabilidad y una vez actualizado el precio de escasez y realizado el conjunto de subastas de sustitución, se encuentre ENFICC asignada cuyo Costo variable sea superior al precio de escasez, esta cantidad se sumaría a la cantidad a subastar en el mecanismo complementario y posteriormente en el Esquema del Cargo por Confiabilidad.



Figura 2. Funcionamiento del Mecanismo de apoyo a la expansión complementario al Cargo por Confiabilidad



Fuente: Acolgen

En el caso que no se defina y acote la cantidad máxima a asignar en la subasta para cada año se estaría sustituyendo como mecanismo de expansión del parque de generación al esquema de Cargo por Confiabilidad.

Los proyectos que resulten ganadores de la subasta de contratos de largo plazo bajo la modalidad pague lo contratado serán tomadores de precio en el esquema de Cargo por Confiabilidad con asignaciones por el valor de su Energía Firme, durante la duración del contrato adjudicado en la subasta y al precio vigente al momento de convocar la subasta.

Una vez ejecutado el Mecanismo de Apoyo a la Expansión del Parque de Generación complementario al Cargo por Confiabilidad, se realizaría una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para incorporar la energía firme remanente del balance (DO – ENFICC) que requiere el país para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica.

2. Participantes en la subasta

Desde el lado de la oferta, los generadores que estarían habilitados para participar en la subasta son todos aquellos que tengan proyectos de generación nuevos (sin discriminar por tipo de tecnología).

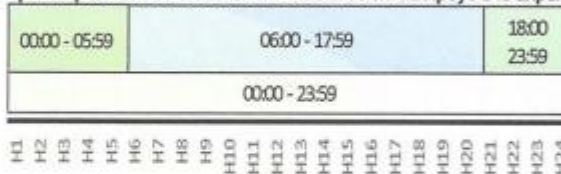
En el caso de la demanda podrán participar voluntariamente todos los comercializadores de energía del país, pero garantizando que si la subasta tiene un proceso competitivo en la formación de precio, los comercializadores que atienden usuarios regulados puedan trasladar a estos usuarios vía formula tarifaria la totalidad de costos de los contratos asignados.



3. Productos

Con el objetivo de garantizar que todas las tecnologías tengan las herramientas necesarias para competir en un entorno de libre competencia entre tecnologías, se deben diseñar productos (diferentes contratos estandarizados de largo plazo) que se adapten a las características de generación de las diferentes fuentes. En este sentido, la Comisión podría trabajar en el desarrollo de i) un producto base con obligaciones horarias uniformes durante las 24 horas del día; ii) un producto día con obligaciones horarias de entrega en los momentos en que la generación solar cuenta con recurso y; iii) un producto noche con asignaciones horarias en el bloque en el que se encuentra el pico del sistema.

Figura 3 Ejemplo de productos a subastar en el Mecanismo de Apoyo a la Expansión



Fuente: Acolgen

4. Vigencia del contrato regulatorio para FNCER

Con contratos Estandarizados de Largo Plazo bajo la modalidad Pague lo Contratado, que tengan una duración entre 10 a 15 años, se logran los objetivos de viabilidad financiera, potencializando el principal atributo de las FNCER que es energía con costo variable muy bajo durante largos periodos de tiempo.

5. Tipo de Subasta

Entendiendo que para reflejar las características de las distintas tecnologías de generación se debería diseñar varios productos, el mecanismo de subasta seleccionado debe permitir la elección simultanea entre los diferentes productos por lo que se sugiere reevaluar cuál es el mecanismo de subasta de dos puntas más efectivo para lograr este objetivo.

La asignación de los productos debe realizarse al precio marginal de cierre del respectivo producto en la subasta.

Adicionalmente, se requiere desarrollar lo antes posible los mercados intradiarios, ya que estos serán los mecanismos que permitirán gestionar la alta volatilidad que presentan estos recursos en el corto plazo dada su naturaleza intermitente.



En el marco del principio de eficiencia de las Leyes 142 y 143 de 1994 que obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, solo mediante un mecanismo de expansión que promueva el desarrollo de nuevos proyectos de generación manteniendo los principios de libre competencia entre todas las tecnologías de generación, Enfoque de Mercado y Crecimiento Organizado del parque de generación, se podrá obtener una asignación eficiente sostenible en el mediano plazo⁶.

Consideramos que si bien con el marco regulatorio vigente ya se están empezando a conectar granjas solares, y existen proyectos eólicos por cerca de 1.500 MW que han presentado garantías de seriedad para su conexión en los próximos años, se podría apoyar aún más la competitividad de las FNCER con la propuesta regulatoria que hemos presentado basada en esquemas de mercado, promoción de la libre competencia entre tecnologías y crecimiento organizado del parque de generación que sustituye la necesidad de un decreto que defina cuotas o esquemas de *Feed In Tariff*, en el Sistema Interconectado Nacional.

Esta propuesta, además de considerar la sostenibilidad y costo-eficiencia, parte de la premisa de que las energías renovables no convencionales son competitivas por sí solas, tal como lo ha demostrado la reducción de costos nivelados que han experimentado a nivel internacional.

Las energías renovables no convencionales son muy competitivas frente a las energías convencionales y frente a otros energéticos como el Gas Natural, el Carbón y el Petróleo. Además de esto, comparativamente con los demás países, Colombia tiene un potencial energético de energías renovables mayor, lo que permite que estas tecnologías sean muchísimo más competitivas que en otros países, mediante el mayor uso que pueden hacer de la capacidad instalada.

Con lo anterior en cuenta, cobra mayor importancia la necesidad de preservar el carácter indicativo de la planeación de la expansión del parque de generación de forma que se aproveche la gran cantidad de energía proveniente de diferentes recursos energéticos y se promueva la libre competencia entre tecnologías, considerando que los enfoques de mercado logran asignaciones eficientes.

⁶ La experiencia del sector eléctrico español demostró que un precio bajo en el corto plazo no significa una asignación eficiente y sostenible en el mediano plazo.



II. RESUMEN “MECANISMO DE APOYO A LA EXPANSIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO” (CARLOS BATLLE Y PABLO RODILLA)

B1 Toma de decisiones, gestión del riesgo y liberalización del sector eléctrico

La idea fundacional de la liberalización de los sistemas eléctricos consistía básicamente en cambiar el foco principal de la toma de decisiones, trasladando algunas de estas del operador y planificador centralizado a los inversores privados. Un criterio esencial subyacente consiste en reasignar algunas de las fuentes de riesgo a la iniciativa privada, en particular aquellas que estos últimos puedan gestionar mejor que cualquier ente público centralizado. El supuesto clave es que los agentes 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. La idea es que en último caso, sean sólo aquellos agentes del mercado (generación o demanda) que hayan tomado decisiones incorrectas los que asuman las pérdidas y no el conjunto de los contribuyentes (vía impuestos) o consumidores (vía cargos en tarifa).

Por tanto, un aspecto clave que la regulación se debe plantear es i) cuáles son las principales decisiones que deben tomarse para garantizar un suministro eficiente en todos los plazos, ii) quiénes están en mejor disposición para tomarlas y iii) cuáles son los mecanismos que deben establecerse para garantizar que estos están efectivamente expuestos a estos riesgos, de modo que perciben el necesario incentivo que les mueve a tratar de optimizar su estrategia. Al mismo tiempo, el diseño regulatorio debe tratar de establecer los medios para facilitar a los agentes responsables de las decisiones herramientas de apoyo que les permitan optimizar la tarea, y en particular, cuando se considere adecuado, que permitan compartir algunos de estos riesgos de forma eficiente.

B2 Criterios básicos de buena práctica regulatoria

En general a la hora de diseñar toda intervención regulatoria en un contexto de mercado, destinada a abordar un fallo de mercado y a incrementar la eficiencia del mecanismo global, y especialmente en particular en todo mecanismo de apoyo a la seguridad de suministro del sistema eléctrico en cualquier plazo (e.g. mecanismos de capacidad, mecanismos de apoyo a la FNCER, contratación de reservas) es importante tener presente una serie de criterios básicos. Como se trata de directrices sobradamente conocidas, a continuación nos limitamos a meramente enumerarlas:

0.4.1. Asignación eficiente del riesgo



La forma más eficiente de gestionar el riesgo consiste en asignarlo a aquellos que más capacidad tienen de conocerlo y manejarlo. Por citar algunos de ejemplos, esto implica que el riesgo asociado a la predictibilidad de corto plazo de la generación intermitente debe asignarse a los propietarios de las instalaciones, porque son los más aptos para mejorar esta previsión, o que el riesgo de falla de una planta debe asignarse al gestor de la misma o que el riesgo regulatorio (por ejemplo vinculado a posibilidad de que se establezcan restricciones medioambientales futuras) debe asumirlo el regulador (este criterio es una de las principales justificaciones actuales detrás de la implantación de mecanismos de apoyo a la expansión). **Al tiempo sólo aquellos riesgos para los que se considera que no existe agente capaz de gestionar de mejor manera deben ser socializados entre toda la demanda.**

En un sistema eléctrico (parcialmente) liberalizado la demanda regulada sólo debe asumir aquellos riesgos que los agentes del mercado no pueden gestionar mejor

0.4.2. Uniformidad de las señales económicas

Siempre que sea posible, las señales económicas deben ser percibidas por los agentes en un mercado de la misma manera. Las asimetrías de mercado injustificadas destruyen la competencia y llevan a soluciones altamente ineficientes. Esto afecta especialmente a las señales de precio en el corto plazo. Para que el mecanismo de mercado de corto plazo oriente la operación hacia el despacho más eficiente, **es imprescindible que los beneficios en el corto plazo de todos los agentes se vean igualmente expuestos a la señal del precio marginal del mercado.** Si es necesario, se puede perfectamente contemplar apoyar una determinada tecnología atendiendo a objetivos que trascienden al sector eléctrico como la Ley 1715 de 2014, pero una vez instalados, estos recursos deben participar en el mercado en las mismas condiciones que el resto. Debe por tanto evitarse diseñar caminos paralelos que segmenten el mercado.

Para evitar afectar a la eficiencia en cualquier plazo, la regulación siempre que sea posible debe equiparar la relación de todas las tecnologías con las señales de mercado

0.4.3. Regulación ex ante

La regulación debe tratar en todo caso de anticipar las potenciales vías de evolución del negocio. En particular, las soluciones regulatorias deben abordar de forma consistente los



problemas desde el mismo momento en que se perciben, aunque inicialmente se consideren de pequeño tamaño. Este es por ejemplo el caso de la regulación de la FNCER en el contexto colombiano. La solución que se implante debe ser sólida no para las pequeñas cantidades que se pudieran instalar en el corto y medio plazo, sino para un eventual escenario en que esta penetración pudiera alcanzar un valor mucho más relevante del esperado. Esta es una lección sobradamente aprendida en aquellos países en los que la penetración renovable ha desbordado las expectativas iniciales (Alemania, España o Italia, por mencionar tres ejemplos). Y debiera tenerse muy presente en el contexto colombiano: el hecho de que los niveles de penetración de la FNCER sean actualmente poco relevantes no implica que en un periodo breve de tiempo no puedan ser muy significativos.

La regulación debe intentar siempre evitar implantar soluciones transitorias, porque terminan transitando mucho más allá de lo que es deseable, dando lugar a grandes ineficiencias

0.4.4. Soluciones específicas para problemas específicos

El diseño de las reglas debe buscar en todo caso estar específicamente adaptado a las peculiaridades del sistema en el que se implantan. Así por ejemplo, como se discute más adelante, no puede diseñarse un mecanismo de capacidad ni uno de apoyo a la renovable de la misma manera en un sistema puramente térmico que en uno con un alto componente hidráulico. Asimismo, las reglas no deben en ningún caso discriminar (ni favoreciendo ni perjudicando) de forma injustificada a unas tecnologías sobre otras cuando esto afecta a la eficiencia global del sistema. Como también se discute más adelante, una metodología errónea del cálculo de la ENFICC de la FNCER redundará en una pérdida de eficiencia del sistema en su conjunto, porque impide que estas tecnologías puedan reflejar en sus ofertas su contribución real a la eficiencia del sistema, y porque al tiempo puede resultar en un margen de reserva superior al óptimo, con los costos innecesarios que esto acarrea.

Los incentivos regulatorios deben reconocer en todo caso la contribución real de todas las tecnologías, sin discriminar ninguna positiva ni negativamente

0.4.5. Minimización del impacto en la competencia

No deben diseñarse reglas que innecesariamente afecten a los niveles de competencia del mercado. De esta manera, debe evitarse toda medida que afecte a la transparencia del mercado, que incremente las barreras de entrada y de competencia de los agentes



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

(especialmente aquellas de las que los grandes agentes pueden extraer una ventaja competitiva). Esto por ejemplo se relaciona directamente con la idea de permitir ofertas en portafolio para aprovechar la complementariedad entre la generación hidráulica y la eólica. En un mercado con un funcionamiento mínimamente correcto (en ausencia de ejercicio de poder de mercado), no es en absoluto necesario permitir agregar diferentes instalaciones en las ofertas en el mercado (más adelante en este documento esta discusión se retoma en el contexto del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, para el cálculo de la ENFICC).

El diseño de las reglas debe evitar consolidar ventajas competitivas ya existentes. En particular, toda agregación de oferta reduce la transparencia del sistema y perpetúa las barreras de entrada para nuevos entrantes

0.4.6. Valor de la duración de los compromisos regulatorios

Cuando el objetivo es diseñar señales regulatorias destinadas a mitigar el efecto que sobre la eficiencia derivada de sus decisiones pueda tener la aversión al riesgo de los agentes del mercado, debe tenerse en cuenta que por el efecto de las tasas de descuento, los ingresos futuros tienen menos importancia en la toma de las decisiones (e.g. de invertir) cuanto más lejanos en el tiempo se encuentran (ver Figura 1). Los agentes del mercado tienden a descartar o infravalorar los potenciales ingresos más allá de un periodo razonable de años. Aunque la tendencia natural de algunos de los agentes puede ser la de solicitar largas duraciones de los compromisos regulatorios, deben por tanto evitarse plazos innecesariamente largos, de tal modo que se hipoteque lo mínimo posible la evolución futura del sistema eléctrico.

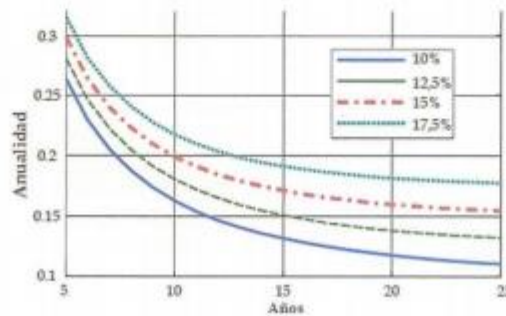


Figura 1. Anualidad en función de la tasa de descuento



El valor para los agentes del mercado de incrementar la duración de un contrato regulatorio decrece a medida que esta aumenta

B3 La FNCER como una tecnología más

1.1. Expansión e incertidumbre a largo plazo

El proceso liberalizador arrancó a finales del pasado siglo en un contexto muy distinto al actual. En primer lugar, el crecimiento futuro de la demanda se percibía como una variable razonablemente estable. La única variable que era tomada en consideración era el incremento anual de la demanda. La diferencia entre los escenarios de bajo y alto crecimiento no excedía unos pocos puntos porcentuales (e.g. 5% el bajo, 9% el alto). Por el lado de la generación, las alternativas de expansión tampoco eran muy numerosas: las plantas de fuel-oil dejaban de ser consideradas como una alternativa y básicamente las plantas de ciclo combinado quemando gas natural (una tecnología que aunque razonablemente nueva, era y sigue siendo bastante estándar) entraban a competir con las alternativas originales, en algunos casos carbón, en otros hidráulica (en unos pocos, ambos).

A este panorama hay que añadir un aspecto clave: en cierta medida, el nuevo proceso de toma de decisiones de inversión en aquellos años estaba acompañado de lo que se puede calificar de una cierta ingenuidad, que se puede resumir en que se contaba con que la injerencia de las instituciones públicas tanto en las decisiones de operación como las de inversión iba a ser cuanto menos baja.

El resultado de todo ello era que efectivamente los inversores percibían riesgos, pero por el contrario escasa incertidumbre. En un buen número de mercados eléctricos (principalmente en el continente americano) se implantaron originalmente mecanismos de capacidad, pero fundamentalmente estaban motivados por la falta de madurez de la demanda y la existencia de precios tope.

Creciente necesidad de mecanismos de apoyo a la expansión

Es sobradamente conocido que el contexto actual es radicalmente distinto. La incertidumbre de medio y largo plazo a la que están expuestos los inversores es de un orden de magnitud superior a la existente hace una década. Los motivos son múltiples y conocidos:



acolgen

Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

- i. la expansión de los sistemas eléctricos está ahora significativamente condicionada por objetivos de orden superior de índole medioambiental⁸ que en la mayoría de los casos están aún por concretar;
- ii. estos objetivos medioambientales, reflejados principalmente en una política de apoyo firme al desarrollo de tecnologías de generación renovable no convencional (FN CER, principalmente eólica, solar fotovoltaica y biomasa), se ha traducido en un espectacular impulso de sus curvas de aprendizaje, que en no pocos casos acercan a algunas de estas tecnologías a niveles de madurez y eficiencia que les permiten competir con las tecnologías convencionales; sin embargo, es muy difícil predecir cuál es el tope de estas mejoras tecnológicas;
- iii. esta reducción de costes no sólo se circunscribe a la FN CER, también el desarrollo tecnológico está siendo espectacular en el caso de las herramientas de gestión y respuesta de la demanda y del equipos de almacenamiento distribuido;
- iv. la posibilidad de aprovechar las complementariedades de los distintos recursos de generación (principalmente renovables) está suponiendo un nuevo impulso al desarrollo de nuevas interconexiones que permitan incrementar el tamaño de los mercados, lo que obviamente cambia la dinámica futura del funcionamiento de los mercados nacionales;

Las razones originales (los precios de corto plazo siguen bajo el control del regulador de una u otra manera, de forma que en muchos mercados siguen sin poder alcanzar determinados valores; la demanda sigue sin participar por propia iniciativa en los mercados de largo plazo), las recién enunciadas y algunas otras (e.g. la crisis financiera reciente no ha facilitado las líneas de financiación) están detrás de la implantación generalizada de mecanismos de apoyo a la inversión en la gran mayoría de mercados eléctricos en el mundo, que se extienden tanto a instalaciones de generación convencionales como no convencionales.

La actual práctica regulatoria extendida en el mundo actual evidencia la toma de conciencia de la necesidad de mecanismos de apoyo a la expansión de los sistemas eléctricos

Las razones previamente expuestas son fiel reflejo de que los problemas de financiación no se circunscriben a la FN CER. Todas las alternativas disponibles para garantizar la seguridad del suministro en el futuro son inversiones altamente intensivas en capital (no sólo las plantas de generación ahora llamadas convencionales, también los programas de gestión de la demanda con vocación de ser mantenidos en el tiempo). Por tanto, todas ellas están largamente expuestas a la incierta evolución futura de los precios del mercado de corto plazo.

El alto grado de madurez alcanzado por la FN CER (en especial la generación eólica, pero también la solar fotovoltaica y la biomasa), unido a la creciente conciencia de que nos encontramos ante un problema generalizado, están motivando la búsqueda de mecanismos



para apoyar la expansión en cualquiera de las tecnologías ahora disponibles. Y en línea con lo expresado en la Ley 1753 de 2015, es de vital importancia que estos mecanismos, además de garantizar la fiabilidad del suministro de la manera más eficiente posible, respeten en la medida de lo posible las señales del mercado.

Este último aspecto, la necesidad de que las tecnologías FNCER participen en el mercado en las mismas condiciones que el resto es en la actualidad de vital importancia. Así lo testifican las principales instituciones que rigen los sistemas eléctricos con mayor experiencia en la incorporación de estas tecnologías: la Comisión Europea, en su comunicación "Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020" establece que: "Con el fin de incentivar la integración en el mercado de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, es importante que los beneficiarios vendan su electricidad directamente en el mercado y estén sujetos a las obligaciones de mercado".

Y similares opiniones pueden encontrarse por ejemplo en los Informes del Consejo de Reguladores de Energía Europeos, o en algunos de los proyectos de investigación más relevantes desarrollados en los últimos años. Debe concluirse por tanto, que cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión del sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo todas las alternativas con el mecanismo de mercado diseñado para el conjunto del sistema, sea cual sea este. Y si por algún objetivo de orden superior se considera que debe apoyarse a alguna tecnología en particular para que alcance un cierto nivel de penetración que de otra forma podría no garantizarse, debe buscarse la forma de hacerlo de tal suerte que una vez en el sistema, perciba los mismos incentivos de corto (operación) y medio plazo (planificación, e.g. de mantenimientos) que el resto de instalaciones en el sistema.

Análisis de alternativas para el caso colombiano

Como se acaba de introducir, el caso colombiano no es una excepción. La regulación colombiana no es sólo una de las pioneras en incorporar un mecanismo de capacidad (mecanismo que ha inspirado la gran mayoría de diseños posteriores, e. g. el implantando en Gran Bretaña o Italia). Parece haber un amplio consenso en que en el actual contexto, este tipo de mecanismos de apoyo a la expansión son más necesarios que nunca. No es por tanto el objeto de este documento el discutir este aspecto, sino valorar las principales alternativas formuladas hasta la fecha y proponer la que en opinión de los autores sería la más adecuada.

En el contexto actual, el debate acerca de cuál debería ser la mejor forma de desarrollar la regulación para adecuar el mecanismo de apoyo a la expansión a la nueva realidad del sistema colombiano se centra alrededor de dos líneas principales de evolución regulatoria: i) la mejora y rediseño del actual cargo por confiabilidad y ii) el diseño de subastas de contratos de energía media ("contratos tipo EPA", usando la terminología de la CREG en su presentación "Mecanismo adicional para la expansión del parque de generación" de junio de 2016). Ambos

25



enfoques constituyen las dos líneas de intervención en el largo plazo más extendidas en sistemas eléctricos liberalizados.

En este documento, los autores se decantan por diseñar las modificaciones del mecanismo del Cargo por Confiabilidad necesarias para adecuarlo a la potencial entrada masiva de FNCER. La reforma que se plantea se considera que debiera ser suficiente para permitir una penetración eficiente de estas (y otras) nuevas instalaciones en el sistema. Al tiempo, si por algún motivo la decisión del regulador es que sería eficiente ofrecer a las nuevas instalaciones contratos de energía de largo plazo, la principal recomendación de los autores sería que el formato de estos contratos fuese el denominado “pague lo contratado” (con liquidación horaria), para evitar apantallar a estas nuevas plantas de las señales del mercado de corto plazo.

B4 Contratos de energía de mayores plazos para nueva inversión

Finalmente, en esta última sección se discute brevemente la posibilidad de diseñar contratos de energía de plazos mayores a cuatro años para tratar de añadir un complemento que suponga un apoyo adicional a la financiación de nuevos proyectos de generación.

Como se ha planteado en la discusión desarrollada en la sección 1, en opinión de los autores, con los cambios que allí se plantean, el CxC debería ser una herramienta suficiente para estimular la inversión, incluso permitiría incluir restricciones para garantizar la inclusión de tecnologías específicas si por criterios de orden superior se considerase oportuno.

Dicho esto, podría a pesar de todo considerarse ofrecer a nuevos entrantes no sólo el CxC, si no la oportunidad de firma contratos de energía de largo plazo. En principio esta decisión no debería suponer un problema relevante para el adecuado funcionamiento del mercado eléctrico, siempre y cuando se tomen en consideración los siguientes puntos:

- Como se ha explicado en el punto 0.4.6, debe tenerse en cuenta que a medida que se aumenta la duración del contrato, menor es el valor marginal que supone para el inversor.
- Fundamental: el formato de los contratos debe de ser “pague lo contratado”, para evitar inutilizar la función del mercado de corto plazo.
- Si estos contratos se vinculan de alguna manera solo a usuarios regulados, debería tenerse en cuenta que a diferencia del coste del CxC, que soportan tanto consumidores no regulados como regulados, serían sólo estos últimos los que estarían sufragando los potenciales mayores costes de estos contratos de mayor plazo. El



regulador debería considerar si este hecho (según el cual los clientes no regulados son de alguna manera subsidiados por los regulados, que asumen el coste adicional vinculado al mayor riesgo del contrato de mayor plazo) sería procedente o no.

Comentario 2

De: Fredy Flórez

Fecha: viernes, 23 noviembre. 2018 a las 22:08

Asunto: Impacto del Proyecto de Resolución que modifica la Resolución MME 40791 de 2018

Apreciados Doctores:

María Fernanda Suarez Londoño
Ministra de Minas y Energía

Andrés Barreto González
Superintendente de Industria y Comercio

Alberto Carrasquilla
Ministro de Hacienda

El día de hoy vencen comentarios a un proyecto de Resolución publicado por El Ministerio de Minas y Energía que no aporta a la demanda que los usuarios tienen por contratos ni a la exposición en Bolsa de Electricaribe. Más bien demuestra un interés particular de beneficiar un agente cuya posición actual es dominante, Enel. Explico porque:

1. El usuario debe pagar mensualmente por una energía que no es real.

2. Los contratos de esta subasta no blindan al usuario del riesgo de un aumento del precio de Bolsa. Por ejemplo, supongamos el siguiente escenario en una hora del año:

- El precio de Bolsa está en 2000 \$/kWh (como sucedió en el 2015) y el usuario necesita 100 kWh
- El contrato equivale a una energía horaria de 100 kWh a un precio de 80\$/kWh
- El generador en la hora generó 1 kWh

En este escenario al usuario le tocará comprar 99 kWh a 2000\$/kWh a pesar de tener un contrato que equivale a 100 kWh con un precio de 100 \$/kWh.

El contrato que requiere un usuario, por ejemplo Electricaribe, es aquel que si el precio de Bolsa sube, el no tenga que preocuparse porque tiene un contrato de cierta cantidad a un precio pactado.

Además de que el usuario tiene que asumir el riesgo de precio horario, cuando finalice el año si el generador cumple con el 90% de su obligación, se le obliga al usuario a asumir el 10% faltante el siguiente año, incluso si el usuario no necesita este 10% adicional. Entonces obliga a adquirir una energía que no necesita en el año y a pesar de que no la consuma la va a tener que pagar.

3. El Ministerio define qué tipo de proyectos puede participar, y definió unos criterios que sacan a los proyectos y tecnologías que compiten con los proyectos de ENEL, define cuanto será la demanda objetivo y establece la fecha de inicio de los proyectos que ya el viceministro de energía dijo que iban a adelantar, preciso cuando se conoce que los proyectos de Enel van a entrar antes.

4. Según el ministerio este proyecto de resolución no impacta los recursos de la Nación a pesar de que prohíbe la participación en esta subasta de plantas de empresas que son de la Nación tales como Gecelca, Urra y GENSA. Dado que el ingreso de las plantas de estas empresas depende de los ingresos de energía vendida en contratos y el Ministerio disminuye sus ingresos al hacer una subasta por la demanda actual, le está quitando ingresos futuros a las empresas del Estado para garantizar ingresos a los proyectos de Enel.

5. El Ministerio se ha escudado que el cargo por confiabilidad tiene un criterio de energía firme que privilegia a otras tecnologías. Lo que no ha dicho es que en la subasta de cargo por confiabilidad participan todas las tecnologías, y si eso fuera mentira en la declaración de interés para la próxima subasta no habría proyectos eólicos y solares que si podrán participar de esta subasta.

Contrario a esto, el Ministerio saca de la subasta a las plantas a carbón manifestando que esta tecnología no ofrece complementariedad (Decreto 570

de 2018) a pesar de que cuando se presenta un fenómeno de El Niño, esta tecnología entra complementa el recurso hidráulico.

6. El Ministerio no ha definido la manera para garantizar que el gobierno no obligue a las comercializadoras donde participan a adquirir contratos por una energía ficticia que no cubren al usuario ante el aumento del precio de Bolsa.

Realizando una verificación de los objetivos establecidos en el Decreto 570 de 2018, se tiene lo siguiente:

Objetivo Decreto 570 de 2018	Subasta diseñada por el Ministerio de Minas y Energía
Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo	A través de los criterios de calificación prohíbe la participación en la subasta de recursos de generación que pueden ofrecer contratos y aportan a la resiliencia del sistema, además de no ser un recurso intermitente
Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y / o existentes	<p>□ En lugar de promover la competencia, los criterios de calificación, los ponderadores, el año de entrada de proyectos, los tipos de proyectos que pueden participar, la obligación de estar en fase 2 ... limitan la competencia.</p> <p>□ El contrato estipulado solo le sirve a ciertas tecnologías</p> <p>□ Sin competencia no se puede garantizar la eficiencia en la formación de precios. Si las tecnologías que quiere privilegiar el Ministerio fueran competitivas no habría necesidad de limitar la competencia. Entonces la limitan lo cual quiere decir que el precio resultante de esta subasta podría haber sido más eficiente si hubiera permitido la libre competencia.</p> <p>□ Si el objetivo es reducir emisiones ya la Ley 1715 da unos incentivos que le reducen el CAPEX a este tipo de proyecto y si son competitivas, como dice el Ministerio, entrarán al sistema sin necesidad de que el usuario asuma todo el riesgo y el ministerio haga una subasta para un solo agente.</p>



Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovable disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.	Efectivamente desde el decreto 570 de 2018 se afectó la libre competencia a pesar de que en una época de hidrología crítica los proyectos a carbón son complementarios al recurso hidráulico
Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional	Lo que fomenta son los proyectos de Enel
Reducir las emisiones GEI	Puede que se cumpla este objetivo



Comentario 3

De: Mauricio Llanos Beltrán

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 21:11

Asunto: Comentarios Celsia EPSA Resolución modificatoria 40791



Medellín, 23 de noviembre de 2018

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

Asunto: Comentarios Celsia EPSA sobre el proyecto de resolución del Ministerio de Minas y Energía en el que se propone modificar la Resolución 40791 de 2018 publicado el 9 de noviembre de 2018 y sobre sus memorias justificativas publicadas el 13 de noviembre

Respetada Señora Ministra,

La transición para la integración de las Fuentes de Energía Renovable No Convencional – FERNC es uno de los grandes objetivos que tenemos en el mercado de energía colombiano, y en el cual Celsia EPSA está comprometida con un portafolio de proyectos que suman cerca de 700 MW para los próximos años entre granjas eólicas y solares, techos solares y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Hemos participado con mucho interés en el desarrollo de las iniciativas de normativas y regulatorias que han presentado tanto el Ministerio como la CREG para viabilizar la generación renovable no convencional en nuestro mercado, siempre con el objetivo de que la integración de esas tecnologías sea sostenible, tanto para los nuevos proyectos como para la generación existentes y para la demanda.

En esa misma línea, presentamos nuestros comentarios sobre la propuesta de modificación a la Resolución 40791, y que se centran en los siguientes aspectos:

1. Las condiciones especiales otorgadas en la Resolución 40791 y en la modificación propuesta son injustificados frente a la competitividad que han alcanzado las tecnologías de generación eólicas y solares con base en la reducción de sus costos de inversión y O&M, y los incentivos tributarios que brinda tanto la ley 1715 como el estatuto tributario para su desarrollo.
2. La integración de capacidad de generación basada en fuentes de energía renovable no convencionales al mercado de energía mayorista colombiano se puede lograr exitosamente en el marco de los incentivos tributarios señalados, adoptando ajustes a la regulación en lo relacionado con el despacho vinculante y el mercado intradiario que ya están siendo desarrollados por la Comisión de Energía y Gas (CREG), y bajo las mismas condiciones comerciales que asumen las plantas de generación que participan en el mercado.



3. Los beneficios por la entrada de la generación renovable no convencional en aspectos como el fortalecimiento de la resiliencia y la complementariedad del mercado, la reducción de los costos marginales basados en los resultados del modelamiento realizado por la UPME (que no corresponden necesariamente a la evolución real de los precios en el mercado) y el aporte a un menor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero deben compensar los costos que se originan por el traslado a la demanda de los costos de conexión de los proyectos renovables (subestaciones colectoras y obras complementarias), los refuerzos de la red de transmisión (STN), las generaciones de seguridad que se originen, los incrementos de costos en los servicios auxiliares¹, la variabilidad que se introducirá en los ciclos de precios de la bolsa y de contratos, así como el eventual incremento de las primas del cargo por confiabilidad.

Por ello es necesario que se presente un análisis de impacto regulatorio, que aún no se conoce, y que no puede estar limitado a los efectos que tiene la Resolución 40791 y las modificaciones que sobre ella se realicen, en los recursos de la Nación, sino que debe tener el alcance establecido en la Guía publicada por el Departamento Nacional de Planeación sobre el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA)².

4. Teniendo en cuenta que todos los generadores del mercado necesitamos mecanismos de contratación a largo plazo que reduzcan la incertidumbre sobre la evolución de los precios, especialmente ante la integración de capacidad renovable no convencional, agradecemos aclarar si existe una contradicción en la Resolución 40791 y en la modificación propuesta, entre:
 - i) El propósito de hacer que la participación en la subasta a largo plazo sea voluntaria, y
 - ii) La restricción que se establece para la participación de las plantas existentes y de nuevos proyectos basados en tecnologías convencionales.

¹ Tal como se ha observado en varios mercados, entre ellos California, con una distribución de tecnologías más homogénea y con mayor capacidad de asumir las variaciones que se originan en el despacho por la entrada de la generación de alta variabilidad, tal como lo señala el Dr. Frank Wolak (Stanford University) en su análisis "Market Design Lessons from International Ancillary Services Procurement Mechanisms" (ver página 82) presentado a la CREG el pasado mes de octubre.

² DNP – OCDE. Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo Proyecto "Incorporando el uso de Análisis de Impacto Regulatorio en el Proceso de Toma de Decisiones de Colombia", noviembre 2015, pg. 22 y 23.

"Un concepto importante para entender la lógica que hay en la preparación del AIN es el tema de justificar correctamente la acción gubernamental. Toda intervención va a crear impactos, positivos y negativos. Aquellos positivos, que permiten que una persona mejore o que haya mejoras en el bienestar colectivo es un beneficio; por el contrario, un costo es aquello que hace que una persona esté en peores condiciones o trae una reducción en el bienestar de la sociedad.

La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad. Es decir, cuando los beneficios para la sociedad justifican los costos que la acción gubernamental puede causarle a la sociedad en su conjunto.

El regulador, por eso, necesita identificar cuidadosamente los costos y beneficios asociados a cada una de las opciones seleccionadas, con el fin de analizarlas posteriormente para poder compararlas y determinar cuál de ellas es la mejor para la sociedad. Una forma inicial de identificar los impactos es atribuirlos a los diferentes actores potencialmente afectados y que debieron ser correctamente mapeados durante la fase de definición del problema." Texto resaltado no está en negrilla en el original



Dicha contradicción, de existir, afectaría negativamente la suficiencia financiera de las plantas existentes (especialmente de las plantas térmicas), restringiría la competencia en la subasta, y eficientes.

5. Tomando en cuenta el mismo contexto del punto anterior, agradecemos aclarar si existe otra contradicción entre:
 - i) El propósito de que las plantas existentes y proyectos nuevos con tecnologías convencionales puedan participar en la subasta, y
 - ii) La definición de un único tipo de contrato que sólo sería aplicable a los proyectos basados en tecnologías no convencionales.

De existir dicha contradicción, se limitaría la participación de las plantas existentes y de los proyectos basados en tecnologías convencionales por las características del contrato pague lo generado que se establece en la resolución.

6. Observamos que no hay forma de identificar por parte de interesados en desarrollar proyectos de generación las situaciones o condiciones que activan una subasta en la que se vayan a aplicar los criterios que restringen la participación de generación convencional.

Así mismo, entendemos que el Ministerio tiene potestad de definir si las subastas se convocan para plantas nuevas y existentes o sólo para plantas nuevas.

En tales condiciones, las empresas enfrentaríamos una alta incertidumbre para el desarrollo de nuestros proyectos, especialmente en un contexto en el cual el mecanismo de contratación a largo plazo es complementario al cargo por confiabilidad, y la exclusión de las plantas existentes restringe la competencia y con ello se limita la efectividad del mecanismo de subasta, como hemos señalado antes.

7. Otro de los elementos que origina incertidumbre, es el hecho de que el Ministerio de Minas y Energía pueda establecer una demanda objetivo para la subasta o dejar que la cantidad que se asigne sea determinada por la oferta y la demanda que participe en ella.

Frente a esta propuesta es necesario que se tengan en cuenta y se valore el riesgo de sobre instalación que enfrentaría el mercado.

8. La aplicación del contrato y el producto establecidos en la Resolución 40791 y las modificaciones que se proponen, como la liquidación de un contrato pague lo generado sustentado en la producción de energía de plantas con alta variabilidad de su recurso primario, hacen más compleja la liquidación comercial del mercado y originan efectos económicos para la demanda que opte por no contratarse



en la subasta a largo plazo³ y para los generadores existentes⁴, que no son asumidos por quienes los originan.

Por lo anterior, agradecemos que se explique a los participantes en el mercado cuál será la asignación de tales efectos económicos entre los generadores que los causan, la demanda, y los generadores que resulten afectados.

Para ello, consideramos fundamental que se defina claramente el significado de "generación ideal" porque el actual significado de dicho concepto no coincidirá necesariamente con su significado en el esquema de despacho vinculante que está por definir la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y cuya propuesta, de acuerdo con el proyecto de agenda regulatoria publicado por la Comisión, se conocerá hacia el segundo trimestre de 2019, sin que tenga fecha programada para la expedición de la resolución definitiva.

Sobre este tema observamos que es de la mayor importancia contar con absoluta claridad acerca de la definición del concepto de "generación ideal", para la valoración adecuada de las ofertas de los interesados en participar en la subasta, para los generadores que no resulten asignados en ella y para de la demanda, tanto la que resulte contratada como la que no se contrate en la subasta.

Así mismo, para que, a raíz de eventuales situaciones de desequilibrio contractual que puedan surgir por falta de claridad en dicho concepto, el diseño del despacho vinculante no vaya a quedar condicionado por las condiciones de los contratos de las subastas a largo plazo, ni que a los generadores asignados en la subasta se les vayan a dar un tratamiento diferencial, por ejemplo, eximiéndolos de participar del despacho vinculante.

9. Los cambios propuestos sobre el contrato y el producto profundizan el riesgo sobre la demanda que se contrate a largo plazo en la subasta, porque no hay certeza de entrega de energía para cubrir los compromisos con los clientes finales. Además de que con este mecanismo de contratación no se resuelve el déficit de energía para contratos que tiene el mercado, se propone que los proyectos renovables que resulten asignados en la subasta le brinden a la demanda que allí se contrate una cobertura adicional que inicialmente no requieren y que se justifica únicamente porque el compromiso de cumplimiento del contrato no se ajusta a los términos que le aplican a cualquier otro contrato financiero liquidado en nuestro mercado.
10. Finalmente, resaltamos la necesidad de adoptar reglas que impidan comportamientos estratégicos en las subastas de contratación a largo plazo por parte de empresas que desarrollan simultáneamente proyectos de generación y que representan demanda del mercado regulado.

³ El desplazamiento de plantas que cubran generaciones de seguridad por las variaciones de la generación no convencional, de naturaleza variable, se convertirán en restricciones que no deberían ser asumidas por la demanda.

⁴ El desplazamiento de generación de plantas filo de agua, de embalses con baja regulación, o incluso el vertimiento de agua, por las variaciones de la generación no convencional representará costos de oportunidad para los generadores desplazados que deberían ser asumidos por los generadores que causan dichos desplazamientos.



Tales comportamientos consisten en asegurar con las ofertas de compra de energía la entrada de los proyectos de generación (sin importar si son eficientes o no), lo que daría lugar a la apropiación de rentas del consumidor por parte de los desarrolladores de proyectos, con base en información (las ofertas de compra de energía) que sólo está disponible para dichas empresas.

Ante tal riesgo es necesario que se limite la posibilidad de ejercer tales comportamientos con medidas adicionales a la propuesta presentada por la CREG en la Resolución 121 de 2018, y a la definición del precio techo por parte de esa misma entidad (el cual adquiere aún mayor relevancia en caso de que para una subasta no se establezca una demanda objetivo).

Agradecemos su atención a nuestros comentarios y que se evalúe la posibilidad de realizar talleres en los cuales las empresas e interesados puedan exponer sus inquietudes y observaciones sobre la Resolución 40791 y las propuestas que están para comentarios.

Cordial Saludo,



Mauricio Llanos B.
Vicepresidente de Asuntos Regulatorios

Comentario 4

De: Enrique Cadena

Fecha: viernes, 23 noviembre de 2018 a las 20:52

Asunto: Comentarios resolución 40791

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: ENERGÍA
Proyecto: Proyecto de resolución: " Resolución por la cual se modifica la Resolución 40791 de 2018"
Fecha inicio: 08/11/2018
Fecha fin: 23/11/2018
Fecha Comentario: 23/11/2018

Datos de contacto:	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	FINANCIERA DE DESARROLLO NACIONAL -FDN

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones	Artículo 3 que modifica el artículo 7	Se solicita incluir la definición de generación ideal horaria



2	CERE	Artículo 4 que modifica el artículo 8	Precio del contrato: Valor ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh] por el vendedor en su oferta de venta, según lo establecido en el Artículo 23 de la presente Resolución y que haya sido adjudicado en la subasta de que trata el CAPÍTULO IV de la misma, <u>más el valor de la componente CERE calculado según la normatividad vigente. Aclarar que corresponde al CERE calculado mensualmente durante toda la vigencia del contrato</u>
	Obligación del Vendedor	Artículo 6 que modifica el artículo 10. Se obliga a ofrecer como primera opción de compra	Esto genera un alto riesgo de insertidumbre al generador. Recomendamos que se obligue a entregar y el comprador a comprar la energía al menos el 50% de la planta y al precio del contrato, así se haya cumplido la totalidad de la energía media adjudicada. Esto daría predictibilidad a las dos partes
3	Periodicidad de medición	Artículo 6 que modifica el artículo 10	Obligaciones generales del vendedor. - El vendedor se obliga a: - Cumplir durante cada año contractual con la energía media anual contratada. Esta energía se medirá de manera acumulativa. Se solicita aclarar la periodicidad de la acumulación de la energía
	Balance anual	Artículo 8 que modifica el artículo 12	Si la energía no se entrega por causas imputables al generador estamos de acuerdo que debe aplicar lo indicado aca, pero si se da por causas no imputables al generador como es el caso de demoras del generador por ejemplo demoras en la entrada de la línea de transmisión (STN) que conecta el activo se permita que sea fuerza mayor si se suspenden las obligaciones de ambas partes....otra opción es quitar este punto y dejarlo para que se reglamente en el contrato.
4	Definiciones	Artículo 9 que modifica el artículo 13	Liquidación horaria.- El contrato se liquidará de acuerdo con las reglas establecidas en la Resolución CREG 024 de 1995 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El porcentaje de la <u>generación ideal horaria de la planta</u> y/o unidad de generación adjudicada que se destine para cubrir los contratos asignados mediante el mecanismo de que trata la presente Resolución no podrá ser modificado durante la vigencia del contrato y en todo caso deberá ser mayor o igual al 50% de dicha <u>generación horaria</u> . Favor aclarar si existe diferencia o no entre los conceptos generación ideal horaria y generación horaria
5	Cesión del contrato	Artículo 10 que modifica el artículo 15	La cesión del contrato en el caso del vendedor, limita la toma de posesión por los financiadores en el caso de incumplimiento de la deuda. Puesto que, únicamente permite realizar la cesión a empresas generadoras inscritas en el mercado de energía mayorista.
6	Cesión del contrato	Artículo 10 que modifica el artículo 15	Dentro de los requisitos de cesión del contrato en el caso del comercializador se solicita incluir el siguiente requisito: La cesión solamente se podrá hacer a comercializadores requisitos financieros que solicite la UPME en las bases de pliegos y condiciones específicas.
7	Cesión del contrato	Artículo 10 que modifica el artículo 15	Teniendo en cuenta la modificación propuesta en el comentario número 10 (Pecalificación compradores y vendedores) se solicita incluir que la cesión solamente se podrá hacer a aquellos comercializadores que cumplan con los requisitos financieros que solicite la UPME en la precalificación, los cuales serán establecidos en las bases de pliegos y condiciones
8	Cesión del contrato	Artículo 10 que modifica el artículo 15	El artículo 15 expresa "El vendedor cedente deberá mantener vigentes las garantías asociadas al contrato adjudicado, y será el responsable del cumplimiento de dicha obligación hasta cuando se le acepten las garantías que deberá otorgar el generador cesionario en condiciones equivalentes a las exigidas al cedente" Se recomienda que para la aprobación de la cesión el generador cesionario deberá entregar garantías equivalentes a las del cedente y el generador cedente solo deberá mantenerlas hasta el momento de la aprobación de la cesión, ya que esto facilita el <u>otorgamiento de las garantías a los vendedores que se presenten en la subasta</u>



9	Condiciones de competencia	Artículo 15 que modifica el artículo 22	Incluir en el artículo 22 que los criterios de competencia que establezca la CREG aseguren la multiplicidad tanto de vendedores como de compradores. Evitando que haya un solo vendedor o un solo comprador.
10	Proyectos que participarán en la subasta	Artículo 17 que modifica el artículo 24	No se debería obligar a los generadores entre 10 y 20 MW a acogerse al despacho centralizado, dado que es una forma desincentiva que estas plantas se presenten.
11	Precalificación Generadores y Compradores	Artículo 20 que modifica el artículo 31, incluir modificación en artículo 32 de la resolución	Se recomienda incluir dentro el texto propuesto en los requisitos financieros (precalificación) de los generadores " Presentar la información financiera y cumplir los requisitos financieros que solicite la UPME en las bases de pliegos y condiciones específicas. " en los requisitos financieros de los <u>compradores</u> - artículo 32, ya que este solo obliga a la presentación de la información financiera del comercializador ante la UPME, pero no considera el cumplimiento de requisitos financieros que se
12	Principios de las garantías	Artículo 27 que modifica el artículo 40	El artículo 40 establece los principios de las garantías <u>se recomienda cambiar el último párrafo por el siguiente: El(los) administrador(es) designado(s) para cada una de las garantías podrá(n) ser las partes contratantes o una entidad que adelante la gestión de administración de crédito de manera centralizada de acuerdo a los criterios que la CREG defina, sin perjuicio de lo establecido en el Artículo 6 de la presente Resolución.</u> " Así mismo incluir el tema de calificación de riesgo de los



Comentario 5

De: Eduardo Ramos

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 17:41

Asunto: Comentarios proyecto "Por el cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"



100-1138-2018

Soledad, 22 de noviembre de 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de Resolución: "Por la cual se modifica la Resolución 40791 de 2018" - Mecanismo de contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica

Respetada señora Ministra María Fernanda,

Agradecemos la oportunidad de presentar comentarios al proyecto de Resolución del asunto.

Compartimos los beneficios que traería para el sector la inclusión en la matriz energética tecnologías renovables, sin embargo, es importante tener en cuenta que viabilizar la entrada de estas tecnologías por condiciones de privilegio, puede comprometer el normal funcionamiento de la operación del sistema.

Con respecto a las condiciones de convocatoria de la subasta, consideramos de gran relevancia implementar una metodología objetiva de cálculo para determinar la Demanda Objetiva y no como esta sugerida en la norma, sujeta a valoración subjetiva de tiempo en tiempo.

Por otra parte, con respecto al tipo de contrato, cambiando de generación real a ideal, se corrige la manera de liquidación del mismo, sin embargo, esto imprime un riesgo adicional para la demanda, por el tipo de contrato pague lo generado sin compromiso mínimo, quedando la demanda sin la adecuada cobertura. Sugerimos tener en cuenta para todo este nuevo esquema de contratación, tal como lo mencionamos en nuestra comunicación anterior, 100-111-2018, los lineamientos que se están definiendo regulatoriamente asociados al despacho vinculante, intradiarios y servicios complementarios, con el fin de facilitar la administración de riesgos, para los productores, disminuyendo los impactos para la demanda.



Observamos que la resolución como tal, no tiene una adecuada valoración de los riesgos que emergerían de esta nueva condición, por lo que agradecemos el esfuerzo



de implementar políticas que logren el desarrollo de nuevas tecnologías, sin perder de vista la operación confiable del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Al respecto insistimos en los riesgos de evolución de la matriz energética a una que sería vulnerable a eventos Niño, por la baja participación futura de energía firme que no dependa de condiciones hidrológicas críticas, claramente establecido en el Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, en cuanto a la necesidad de contar con una capacidad de respaldo en el sistema eléctrico colombiano.

Nos permitimos anexar nuestra comunicación 100-111-2018 del 26 de enero de 2018.

Cordialmente,



JOSE ROSALES MENDOZA
Gerente Comercial

Folios: nueve (9) incluyendo esta comunicación



100-111-2018

Soledad, 26 de enero de 2018

Señor Ministro
GERMÁN ARCE ZAPATA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto decreto: *"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable y se dictan otras disposiciones"*

Respetado señor Ministro Arce,

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

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

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

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





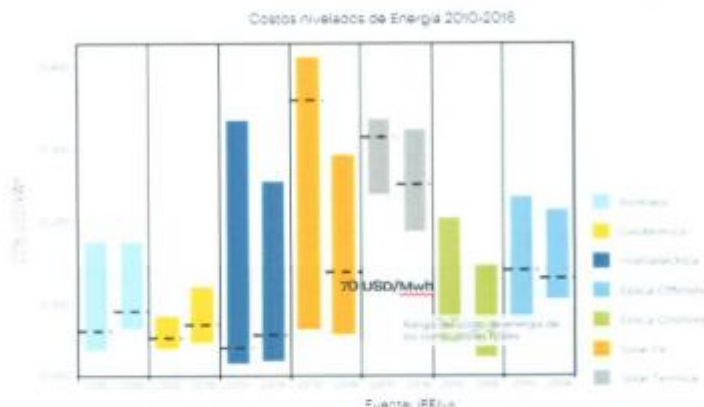
competencia, que consideramos va contra la eficiencia económica al impactar negativamente las tarifas que pagarían los usuarios, así como, de la libertad de competencia establecida en el numeral 2.6. del artículo 2do de la Ley 142 de 1994, al no garantizar el derecho de la participación plural de las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

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

2. Los costos actuales de las FNCER no requieren mayores incentivos

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

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



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

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

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

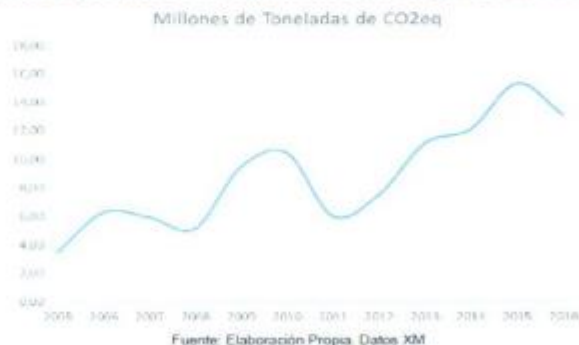
El Alcance del proyecto de decreto, especifica que el "...mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, deberá procurar la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica en 26% respecto de las emisiones que dicho sector proyecta para el año 2030, de acuerdo con el escenario Business as Usual (BAU)... "esto, de acuerdo con lo establecido en el párrafo segundo de la pagina 5/20 del documento MEMORIA JUSTIFICATIVA del proyecto de decreto, significa que el 26% de reducción corresponde a 4,74 Mton CO₂eq, para llegar a la meta para el año 2030 de las emisiones del sector de generación de energía eléctrica, lo que nominalmente corresponde a valores de emisiones de GEI menores de 13.53 Mton CO₂eq.



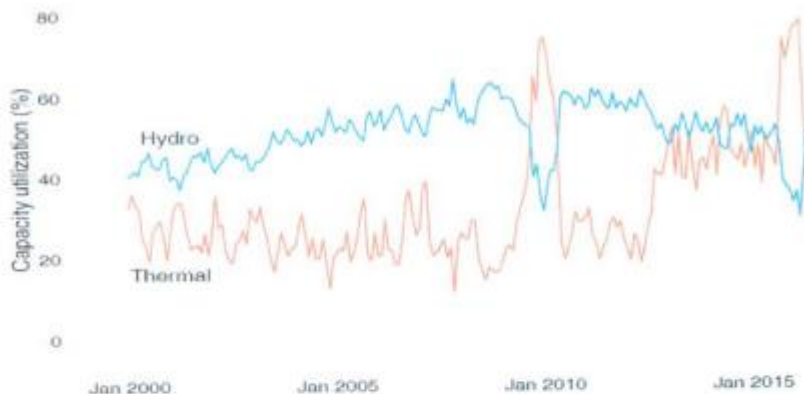
Sin embargo, en el mismo documento las emisiones GEI para el año 2016 ya se encuentran en niveles cercanos al objetivo, de acuerdo con la gráfica (figura2) que sigue elaborada por el Ministerio de Minas y Energía utilizando como fuente, datos de XM y en donde se observa que las emisiones hacen a 13 MtonCO₂eq. Así las cosas, la motivación del decreto asociada a la reducción de emisiones ya alcanzado no es consecuente con esta información.

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

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



Adicionalmente, de acuerdo con la información contenida en el registro de proyectos de la UPME en el enlace: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2017/Registro_Proyectos_Octubre.pdf es posible encontrar el número de proyectos con su capacidad de generación, donde se observan una cifra superior a 450 proyectos de FNCER, por lo que a nuestra consideración no es necesario este nuevo incentivo a este tipo de fuentes de generación.



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

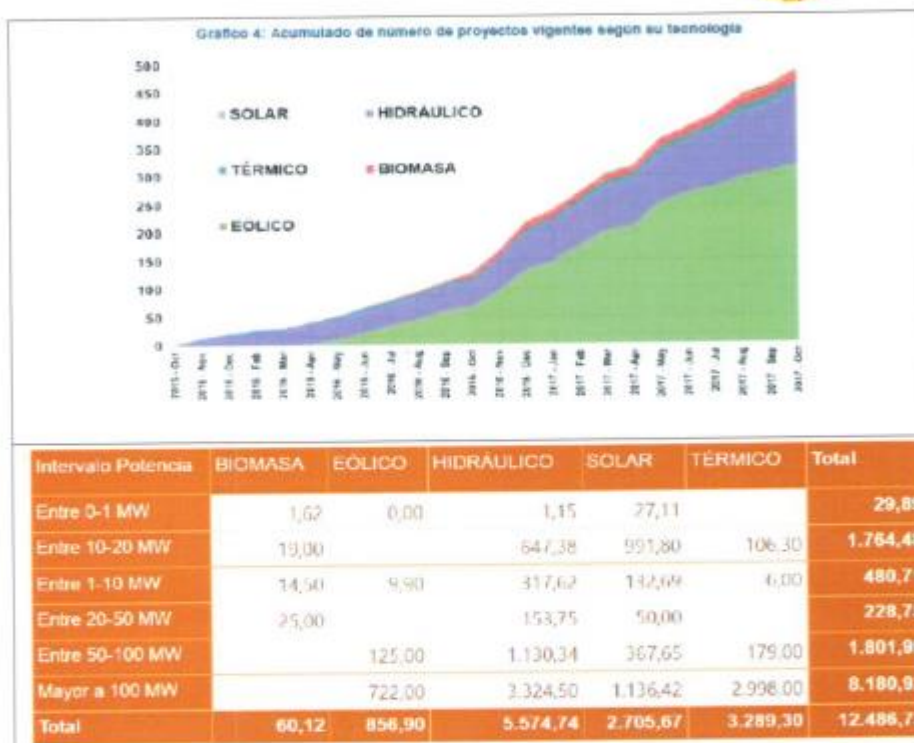
La experiencia del sector eléctrico nos dice que la manera para dimensionar el sistema de acuerdo a la generación gestionable, es a través de una combinación de tecnologías también gestionables, que permiten cubrir la curva de demanda monótona de carga. Para Colombia, la curva de demanda debe hacerse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

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

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

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

Ministerio de Minas y Carbón



Fuente: UPME

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

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





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


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

En tal sentido, el estudio concluye que para niveles de penetración de energía renovables inferiores al 30%, estos costos son del orden de siete libras esterlinas por Mw-h. Para niveles de penetración de energía renovable en la matriz de generación superiores al 50%, estos costos adicionales, según el estudio, oscilan entre 15 y 45 libras esterlinas por Mw-h. Dado que en Colombia, contamos con una matriz energética con una penetración del 70% de este tipo de tecnología (principalmente hidráulica), vemos con preocupación que no se encuentra un análisis del potencial incremento en el costo de prestación de servicio, que implicaría elevar la penetración de las renovables por encima del 70%, con FNCER. <http://www.ukerc.ac.uk/publications/the-costs-and-impacts-of-intermittency-2016-update.html>

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

Igualmente consideramos que las iniciativas de mitigación de GEI, deberían focalizarse en la implementación de proyectos de sustitución de diésel por energías renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Cordialmente,



LUIS MIGUEL FERNÁNDEZ ZAHER
Presidente



Comentario 6

De: Carolina Obando Anzola

Fecha: viernes, 23 noviembre de 2018 a las 16:56

Asunto: Comentarios Modificación Res. 40791 - Comunicación SER Colombia 033 - 2018

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía eléctrica
Proyecto: Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"
Fecha inicio: 8/11/2018
Fecha fin: 23/11/2018
Fecha Comentario: 23/11/2018

Datos de contacto:	Correo electrónico:	regulatorio@ser-colombia.org
Nombre de la empresa o interesado:	SER Colombia	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1			Se solicita incluir dentro de las definiciones la definición de la generación ideal.
2	Definiciones	Artículo 3, página 2, que modifica el Artículo 7	Se sugiere establecer y especificar que las plantas renovables no convencionales son inflexibles porque sus recursos tienen limitaciones para regular una curva de despacho diaria, esto se puede incluir dentro de la definición de generación ideal. Tener como referencia la definición establecida en la resolución CREG 152 de 2011, en donde a los recursos con esta limitación se les permite optar por no presentar ofertas de precio en el despacho ideal y adicional que, en el despacho ideal, la generación y la disponibilidad comercial sea igual a su generación real (Despacho en Base). Solicitamos que, para la liquidación del Cargo por Confiabilidad, se tome en cuenta que la disponibilidad comercial y la generación ideal son iguales a la generación real.
3	Producto a subastar	Artículo 4, página 3, que modifica el Artículo 8	Nos parece un avance importante quitar la obligación del 10% de entrega media horaria, puesto que ello mejora sustancialmente las condiciones de competitividad de los oferentes, sin incrementar el riesgo de suministro para el comercializador.
4			En relación con el precio del contrato, se sugiere incluir un artículo específico con relación a cómo se adiciona el CERE, esto en concordancia con el comentario anterior.



5	Producto a subastar	Artículo 4, página 3, que modifica el Artículo 8	<p>El plazo de 10 años para el PPA, y también el pago en COP/kWh van a dificultar un financiamiento tipo "Project Finance". Sugerimos una hacer una extensión del PPA a 15 o 20 años. También, se sugiere convertir los COP/KWh en USD/MWh al final de cada mes.</p> <p>Otra opción sería desarrollar un esquema en donde además de la Indexación del IPP, se haga una indexación con la variación de la TRM, sobre un % definido del precio.</p> $Pt = Ptadj * (IPPt / IPPtadj) * (1 - X) + Ptadj * IPPt / IPPtadj * X * (TRMt / TRMtadj)$ <p>En donde X sea el % definido de la tarifa sujeto a Indexación por variación de la TRM (COP/USD), TRMt sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes t y TRMtadj sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes de la adjudicación de la subasta; y que el X sea definido entre la UPME y los agentes.</p>
6			<p>En caso de que el plazo del contrato no se amplie, se propone que en la resolución se defina que el contrato puede ser prorrogable hasta 20 años por común acuerdo entre las partes.</p>
7			<p>Se solicita aclarar las motivaciones por las que el plazo de los contratos sigue manteniendo en 10 años y por las que el pago del contrato se mantiene en COP/kWh. Se ha argumentado por parte del Ministerio que esto obedece a la cultura de contratación del mercado colombiano. Quisiéramos saber si esta información corresponde a una investigación con los comercializadores.</p>
8	Obligaciones generales del vendedor	Artículo 6, página 4, que modifica el Artículo 10	<p>Nos parece un avance importante la propuesta de la opción de vender el 50% de los excedentes una vez cumplida la obligación, pues esta no aumenta el riesgo del suministro para el comercializador.</p>
9			<p>Sugerimos estipular en la resolución el requerimiento a la CREG para que defina el procedimiento de cálculo (liquidación, fechas, tiempos, entre otros) en relación con el 50% que debe ofrecer el generador al comprador, una vez se haya cumplido con el 100% de la obligación de energía. Definir, entre otros aspectos, si se libera este compromiso en épocas de escasez, cómo se hará operativo el tema de la obligación de entrega sobre el requerimiento de energía media anual, por ejemplo, durante el mes; todo esto sin afectar el costo de oportunidad de la energía.</p>
10	Balance anual	Artículo 8, página 5, que modifica el Artículo 12	<p>En relación con la entrega de energía media, se solicita aclarar cómo se va a hacer la liquidación del contrato teniendo en cuenta que el generador ya ha recibido la energía al final del mes por encima de lo que debía entregar por el contrato.</p> <p>En este sentido, se sugiere gestionar un taller con XM para entender cómo se va a liquidar el contrato, y definir un esquema y algoritmo para aclarar cómo se liquidan los excesos.</p>
11			<p>Se sugiere aplicar criterios de proporcionalidad en relación con la fecha de entrada en operación de la planta (tiempo de operación de la planta), esto tanto para el balance anual como para la ejecución de garantías.</p>



12			Se solicita hacer la aclaración dentro del artículo y precisar sobre la entidad que autoriza a la entidad financiera para emitir la garantía de la oferta.
13	Garantía de seriedad de la oferta por parte de los participantes	Artículo 14, página 8, que modifica el Artículo 21	El artículo 21 anterior, establecía que el momento de presentar la garantía de seriedad era al momento de presentar la oferta económica. Sin embargo, en los pliegos y en el art. 31 de esta resolución, está como requisito de pre-calificación, presentar la garantía de seriedad. Se sugiere dejar la redacción del art. 21 donde se establecía la obligación de entregar la garantía de seriedad al momento de realizar la oferta económica.
14	Condiciones de competencia	Artículo 15, página 8, que modifica el Artículo 22	Se sugiere incluir una instrucción para que, en la resolución de la CREG sobre condiciones de competencia, estas se verifiquen previamente a la adjudicación de la subasta, pues esto puede generar incertidumbre para el comprador. De lo contrario, debe quedar claro que, si no se cumplen las condiciones de competencia, las partes podrán optar por no firmar los contratos.
15	Garantías	Artículo 19, página 10, que modifica el Artículo 30	En relación con la garantía de puesta en operación, se sugiere revisar si esta se establece de forma independiente o complementaria a la garantía establecida para la subasta del cargo por confiabilidad. Consideramos estas garantías deberían ser complementarias, en el sentido en que se debe armonizar el esquema del cargo por confiabilidad con este esquema. Adicionalmente, se debería dejar claro que la garantía de construcción/puesta en operación y la garantía de cumplimiento se deben presentar en momentos diferentes. La garantía de construcción/puesta en operación, debería presentarse al momento de ser adjudicado el contrato y la de cumplimiento, presentarse antes de la entrada en operación comercial y una vez se haya cumplido con el hito de construcción. En cuanto a la garantía de pago que debe presentar el comprador, insistimos en la necesidad de que el gobierno continúe trabajando en la estructuración de una garantía "paraguas" que pueda mejorar el riesgo de contraparte. Finalmente, y aunque no es materia de regulación por parte de esta resolución si no del pliego, solicitamos revisar el importe de la Garantía de Seriedad de la Oferta y limitarlo a un monto razonable teniendo en cuenta los montos definidos para otro tipo de subastas y otras garantías, como la de construcción.



Comentario 7

De: Katherine Simancas

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 16:40

Asunto: Foro Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"



NIT: 830.023.782-1

P-275/2018
Bogotá, 23 de noviembre de 2018

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

*Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"
- Mecanismo de contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica*

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – agradece la oportunidad brindada para presentar comentarios al proyecto de resolución del asunto. A continuación, nos permitimos exponer las observaciones que consideramos pertinentes.

Entendemos que es un propósito del nuevo gobierno fomentar la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales en la matriz eléctrica, el cual compartimos y apoyamos. Al respecto, desde la Asociación hemos manifestado que una mayor diversificación de la oferta de generación de energía eléctrica competitiva, así como garantizar la formación de precios eficientes, son aspectos que contribuyen a mantener y fortalecer la sostenibilidad del sector eléctrico. Esta última, como el fundamento que deben tener las iniciativas de política pública y regulación, en especial teniendo en cuenta la óptica de la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica.

En este sentido, observamos que el planteamiento de un mecanismo de expansión a través de contratos de largo plazo, complementario al Cargo por Confiabilidad, puede contribuir al mercado actual de energía eléctrica, siempre y cuando las condiciones de participación de la oferta de generación de energía sean equilibradas para todo tipo de agente y fuente primaria de energía o tecnología, ya que ello permitiría un desarrollo eficiente de la matriz de generación.

Sin embargo, observamos con preocupación que, la propuesta de modificación, a pesar de proporcionar una mayor claridad a muchos aspectos que fueron comentados previamente, representa cambios de fondo que desbalancean estas condiciones de participación y podrían afectar el desempeño de variables del mercado.



Lo anterior se refiere a la discrecionalidad en la exclusión de las plantas existentes de la participación de la subasta, el trato preferencial a ciertas tecnologías, el incremento en los riesgos para la demanda, así como la incertidumbre para los posibles participantes, y la indefinición de una demanda objetivo a atender con el mecanismo. A continuación, describimos cada uno de estos aspectos, no sin antes destacar los aspectos positivos que identificamos en la propuesta de cambio.

1. Aspectos positivos

En primer lugar, queremos destacar aspectos positivos en la propuesta de resolución, que recogen varios de los comentarios elevados previamente, como lo son:

- Mayor claridad sobre el tratamiento del valor del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE- en el precio del contrato y su liquidación respectiva.
- Mayor especificación entre las garantías que los participantes deben aportar y lo que se busca respaldar con cada una de ellas.
- Centralización de información en el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC-, como responsable de la publicación de la información necesaria para el seguimiento de las obligaciones relacionadas con la entrega y generación de la energía, la administración de garantías y la información para la liquidación.
- Eliminación de la obligatoriedad de entrega de la energía horaria media, ya que a pesar de dejar expuesta a la demanda (lo cual trataremos más adelante), facilita el cierre financiero de los proyectos.

2. Aspectos estratégicos a revisar

- **Discrecionalidad para definir la exclusión de las plantas existentes de la participación de la subasta, el trato preferencial a ciertas tecnologías**

El proyecto de resolución indica que para las subastas se definirá si la participación sería para plantas nuevas y existentes o sólo para nuevas, de manera que en este último caso las plantas existentes no podrán participar en la subasta. Además, por la definición de los criterios a evaluar, estas plantas obtendrían cero en varios criterios, dejándolas sin oportunidad de presentarse.

Reconocemos que la propuesta de modificación expresa con mayor claridad la vocación del mecanismo como herramienta de expansión, en lugar de que sea para cobertura de la demanda. No obstante, y aunque la participación de la oferta sigue siendo voluntaria, al



establecer una discrecionalidad para que las plantas existentes presenten su oferta, se evita que estas puedan aportar a los objetivos trazados y al fortalecimiento de las condiciones de competencia e incentivos a la formación de un precio eficiente.

Por otro lado, y como hemos mencionado en espacio anterior frente al gobierno nacional, el tratamiento preferencial y el otorgamiento de privilegios a una tecnología en particular no permitirá que los usuarios se vean beneficiados de precios competitivos, ya que no los deja participar en igual de condiciones, de manera que sean los precios que se formen a partir de la competencia los que sean trasladados a los usuarios. La experiencia internacional nos muestra ejemplos, como en Australia, Alemania y España, donde, aunque los mecanismos implementados fueron diferentes al de nuestro país, los tratamientos preferenciales y subsidios, en otros casos, ya han sido eliminados por la evolución de los costos de instalación y de operación y mantenimiento de las tecnologías solar y eólica, con los efectos que ello produce en el mercado y los esquemas para que estas tecnologías. Los esquemas para que estas tecnologías ingresen al mercado se han orientado a mecanismos competitivos en los cuales los proyectos demuestran su competitividad frente a proyectos de otras tecnologías y a plantas existentes.

Hoy los precios de las tecnologías renovables no convencionales han llegado a ser competitivos respecto a las convencionales, y por ello vemos pertinente permitir que los usuarios perciban los precios resultantes de la competencia entre todos los interesados en participar en la contratación a largo plazo. Por ello, respetuosamente invitamos a analizar los impactos que tanto en el mercado como en los usuarios pueda tener una medida como la propuesta, que puede profundizar las fallas habituales del mercado que justamente se corrigen con regulación económica.

- **Análisis de impacto normativo**

El documento soporte de la resolución contiene, entre otros, un numeral sobre impacto económico, el cual se enfoca únicamente en mencionar que la resolución propuesta no impacta directamente los recursos de la Nación.

Consideramos que dicho análisis de impacto del cambio normativo debe realizarse evaluando, entre otros, los efectos sobre el mercado y sus participantes, de manera consistente con las recomendaciones de la OCDE en materia de política regulatoria y con lo establecido en la Guía publicada por el Departamento Nacional de Planeación sobre el Análisis de Impacto Regulatorio - RIA¹. Este último hace referencia a los impactos a todos

¹ Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo Proyecto "Incorporando el uso de Análisis de Impacto Regulatorio en el Proceso de Toma de Decisiones de Colombia". DNP – OCDE, 2015. Pág. 22 y 23. "El regulador, por eso, necesita identificar cuidadosamente los costos y beneficios asociados a cada una de las opciones seleccionadas, con el fin de analizarlos posteriormente para poder compararlas y determinar cuál de



los agentes involucrados en la decisión que toma el regulador y no sólo al efecto que origina la medida en los recursos de la Nación.

Así mismo, es necesario que estas propuestas de cambio consideren la evaluación de la autoridad de competencia que es la Superintendencia de Industria y Comercio.

- **Incremento en los riesgos para la demanda**

En primer lugar, este aspecto tiene que ver con la valoración de riesgos que pueda hacer la demanda para tomar la decisión de participar o no en la subasta.

En comentarios a la versión en consulta de la resolución 4 0791, expusimos que el riesgo que debía asumir y evaluar la demanda podría ser alto, debido a que los comercializadores – en representación de la demanda – se presentarían a la subasta desconociendo las curvas de generación de los proyectos. Dado que el contrato se asemeja a un “pague lo generado”, no ofrecería cobertura suficiente al comprador, y por lo tanto la demanda no tendrá información suficiente para valorar y gestionar el riesgo al que estará expuesto en la bolsa (comprando o vendiendo faltantes o excedentes) y en consecuencia se dificultará la construcción de una oferta de precio de compra, generando incertidumbre sobre su participación en la subasta, lo cual puede restar confluencia de la demanda al mecanismo propuesto.

Además, con los cambios propuestos, el riesgo al que se expone la demanda se incrementa por efecto de no tener certidumbre en la entrega de energía, el hecho de que dicha entrega se realiza considerando las restricciones de la tecnología del vendedor y no de las necesidades de cubrimiento del comprador.

Por lo anterior, con el fin de mitigar el riesgo de una baja concurrencia de la demanda en la subasta, sugerimos ajustar el producto definido en el artículo 8° de la resolución 40791 de 2018, de manera que permita una evaluación de riesgo más precisa que estimule la participación voluntaria de la demanda.

Una alternativa de solución para ello, podría ser establecer la presentación de ofertas de diferentes productos, como bloques en la curva de carga. Una cantidad de bloques dinámica que refleje las condiciones de punta y fuera de punta, de manera que estandaricen mejor el producto y faciliten la gestión de riesgos de precio y suficiencia de cantidades de energía tanto para la oferta como para la demanda.

ellas es la mejor para la sociedad. Una forma inicial de identificar los impactos es atribuirlos a los diferentes actores potencialmente afectados y que debieron ser correctamente mapeados durante la fase de definición del problema. Texto resaltado propio



En segunda instancia, dado que la resolución 40791 no contempla la posibilidad de un mercado secundario en el que se puedan hacer los ajustes de posiciones posteriores a la subasta, se cierran las posibilidades de que tanto generadores como comercializadores puedan gestionar riesgos de precio y cobertura de largo plazo a través de este mecanismo.

- **Discrecionalidad para establecer la demanda objetivo**

El artículo 17 contempla que el Ministerio de Minas y Energía tendrá discrecionalidad para establecer o no una demanda objetivo; lo cual también se plantea en el artículo 26 que trata del proceso de adjudicación de la subasta. Consideramos que, si bien es un mecanismo de participación voluntaria, no otorgar claridad o un límite sobre la demanda que se espera cubrir con el mecanismo de contratación de largo plazo, genera una incertidumbre sobre el objetivo de expansión que se espera atender con el mecanismo, con el posible riesgo de que todos debamos pagar una capacidad de generación adicional instalada que sea superior a la que se requiere, la cual por supuesto debe incluir el nivel de reserva para situaciones críticas.

Al respecto, solicitamos respetuosamente que, al momento de reglamentar el detalle del mecanismo de contratación, se establezcan de manera explícita los criterios sobre los cuales el Ministerio definirá la pertinencia o no de fijar una demanda objetivo.

- **Condiciones de Competencia**

Consideramos que la mejor estrategia para asegurar una formación eficiente de precios, consiste en fomentar la participación de toda la oferta disponible; es decir que, entre más agentes acudan a la subasta mucho mejor. Sin embargo, dados los cambios que se plantean respecto a la eliminación de la demanda objetivo a asignar, la discrecionalidad en la exclusión de la oferta de generación existente, y la limitación de proyectos participantes a través de los criterios de calificación, será fundamental definir condiciones de competencia y un precio techo.

3. Aspectos específicos a revisar

- **Generación real a ideal**

No es claro a qué se hace referencia con “generación ideal”, en especial teniendo en cuenta que la definición del despacho vinculante no está contemplada en el corto plazo en la propuesta de agenda regulatoria de la CREG.



La propuesta sugiere cambiar de un tipo de contrato pague lo contratado con base en generación real a uno basado en generación ideal. Esto quiere decir que el cumplimiento de las obligaciones de entrega de energía se revisaría con respecto a la declaración de generación que debe considerar el operador del mercado en el despacho ideal, para lo cual consideramos que no se puede asimilar la generación real a la ideal.

Si bien esta propuesta busca asimilar la liquidación a como se realiza hoy día para los mecanismos de mercado vigentes, como un mercado de cobertura financiera, podría generar una variación en las reconciliaciones (negativas o positivas) que se ven reflejadas en la tarifa de los usuarios a través de la componente de Restricciones, a razón de los respachos.

Por lo anterior, vemos importante agilizar el cronograma para la emisión definitiva de la regulación sobre el despacho vinculante e intradiarios y el mercado de balance, como herramientas que faciliten la administración de riesgos por parte de la oferta. En esta línea, es preciso hacer explícito que los contratos que se asignen a través de este mecanismo deberán cumplir con la regulación que se establezca para el despacho.

El contrato que se defina en esta Resolución debe ser aplicable a todas las tecnologías y tanto a las plantas existentes como a proyectos nuevos, ya que de lo contrario se estaría instaurando una regla excluyente desde el mismo diseño regulatorio que afecta la participación competitiva de las plantas existentes y de las tecnologías convencionales en la contratación a largo plazo, lo cual estaría en contravía con lo establecido en el Decreto 0570.

En función a lo expuesto en el taller de la resolución puesta en consulta, sugerimos aclarar de manera explícita que el producto consiste en un contrato tipo pague lo generado.

- **Opción de compra**

El artículo 10º de la propuesta indica la obligación del vendedor de “ofrecer a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual”.

Es necesario tener claro que esta opción se requiere por la incertidumbre que se origina por la forma de entrega de la energía por parte del vendedor, por ello resulta contradictorio que los costos que se originen a partir de dicha restricción los asuma el comprador.



Al respecto, consideramos pertinente se establezcan un mayor detalle sobre la manera se definirá y operará este mecanismo de venta de excedentes por encima de la energía media, contemplando por lo menos los siguientes aspectos, en la minuta:

- Criterios para la priorización
- Documento o acto administrativo que soportará el mecanismo, es decir, si se cobija bajo el contrato que se haya suscrito como resultado de la subasta u otro.
- Procedimiento de registro del contrato y cómo será su operación frente al Centro Nacional de Despacho.

▪ **Balance y cesión del contrato**

Si bien, se proporciona mayor claridad al cálculo del balance anual, es necesario precisar cómo se realizará el balance al final del contrato, que podría denominarse efecto frontera o borde. Así mismo, aclarar cómo se considerará el contrato en caso de cesión dentro del cálculo de la Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM).

▪ **Garantía de seriedad de la oferta**

Por su parte, el artículo 21 indica que, la garantía de seriedad de la oferta debe ser "...pagadera a la orden de los participantes que actúen como contraparte del oferente incumplido...". Sin embargo, los participantes de la subasta no se conocen preliminarmente, por lo cual sugerimos que esta se pague a la UPME, quien deberá distribuir a su vez.

▪ **Obligaciones del auditor**

En cuanto a las obligaciones del auditor, cuya modificación se propone en el Anexo, se incluye en numeral 6 de "verificar las condiciones de competencia establecidas en el Artículo 22 de la presente Resolución y remitir el informe correspondiente a la CREG en los plazos que dicha entidad establezca". Con el fin de dar mayor claridad entre las responsabilidades de esta y la UPME, sugerimos especificar que esta verificación se llevará a cabo de manera posterior a la que realizará la UPME sobre el cumplimiento de las condiciones de competencia que define la CREG.

Por último, aunque no menos importante, vemos necesario destacar que el mercado intradiario es una necesidad del Mercado de Energía Mayorista, en especial para la operación de las plantas de fuente variable, sobre la que todos los participantes han estado de acuerdo y consideramos que debe ser implementados en el corto plazo; así como la reglamentación para la remuneración de los servicios auxiliares. El proyecto de la agenda regulatoria de la CREG para 2019, puesto en consulta a través de la Circular 084 de 2018 de



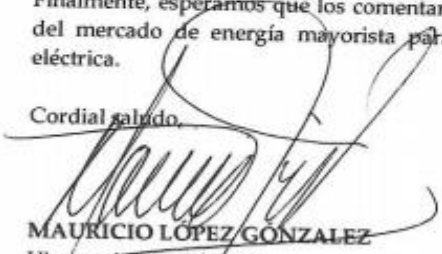
NT: 830.023.782-1

esta misma entidad, indica que para ambos temas habría un documento en consulta hasta el segundo semestre del siguiente año, y solo los servicios complementarios tendrían una decisión definitiva en el último trimestre; por cual, respetuosamente sugerimos revisar estas fechas.

En general, consideramos pertinente establecer la integración normativa respectiva, que además ayuden a articular este mecanismo de expansión con el esquema vigente.

Finalmente, esperamos que los comentarios aquí incluidos contribuyan al fortalecimiento del mercado de energía mayorista para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Cordial saludo,


MAURICIO LÓPEZ GONZÁLEZ
Vicepresidente Técnico

cc: Dra. Gloria Alonso Másmela, Directora Departamento Nacional de Planeación, 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



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"
Fecha inicio:	08/11/2018
Fecha fin:	23/11/2018
Fecha Comentario:	
Datos de contacto:	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	Andesco

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Opinión general sobre la propuesta	General	<p>La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – agradece la oportunidad brindada para presentar comentarios al proyecto de resolución del asunto. A continuación, nos permitimos exponer las observaciones que consideramos pertinentes.</p> <p>Entendemos que es un propósito del nuevo gobierno fomentar la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales en la matriz eléctrica, el cual compartimos y apoyamos. Al respecto, desde la Asociación hemos manifestado que una mayor diversificación de la oferta de generación de energía eléctrica competitiva, así como garantizar la formación de precios eficientes, son aspectos que contribuyen a mantener y fortalecer la sostenibilidad del sector eléctrico. Esta última, como el fundamento que deben tener las iniciativas de política pública y regulación, en especial teniendo en cuenta la óptica de la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica.</p> <p>En este sentido, observamos que el planteamiento de un mecanismo de expansión a través de contratos de largo plazo, complementario al Cargo por Confiabilidad, puede contribuir al mercado actual de energía eléctrica, siempre y cuando las condiciones de participación de la oferta de generación de energía sean equilibradas para todo tipo de agente y fuente primaria de energía o tecnología, ya que ello permitiría un desarrollo eficiente de la matriz de generación.</p> <p>Sin embargo, observamos con preocupación que, la propuesta de modificación, a pesar de proporcionar una mayor claridad a muchos aspectos que fueron comentados previamente, representa cambios de fondo que desbalancean estas condiciones de participación y podrían afectar el desempeño de variables del mercado.</p> <p>Lo anterior se refiere a la discrecionalidad en la exclusión de las plantas existentes de la participación de la subasta, el trato preferencial a ciertas tecnologías, el incremento en los riesgos para la demanda, así como la incertidumbre para los posibles participantes, y la indefinición de una demanda objetivo a atender con el mecanismo. A continuación, describimos cada uno de estos aspectos, no sin antes destacar los aspectos positivos que identificamos en la propuesta de cambio.</p>



2	Aspectos positivos de la propuesta	General	<p>En primer lugar, queremos destacar aspectos positivos en la propuesta de resolución, que recogen varios de los comentarios elevados previamente, como lo son:</p> <ul style="list-style-type: none">- Mayor claridad sobre el tratamiento del valor del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad – CERE- en el precio del contrato y su liquidación respectiva.- Mayor especificación entre las garantías que los participantes deben aportar y lo que se busca respaldar con cada una de ellas.- Centralización de información en el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC-, como responsable de la publicación de la información necesaria para el seguimiento de las obligaciones relacionadas con la entrega y generación de la energía, la administración de garantías y la información para la liquidación.- Eliminación de la obligatoriedad de entrega de la energía horaria media, ya que a pesar de dejar expuesta a la demanda (lo cual trataremos más adelante), facilita el cierre financiero de los proyectos.
3	Aspectos estratégicos a revisar Discrecionalidad para definir la exclusión de las plantas existentes de la participación de la subasta, el trato preferencial a ciertas tecnologías	Artículos 12, 17, 21, 22, 23 24	<p>El proyecto de resolución indica que para las subastas se definirá si la participación sería para plantas nuevas y existentes o sólo para nuevas, de manera que en este último caso las plantas existentes no podrán participar en la subasta. Además, por la definición de los criterios a evaluar, estas plantas obtendrían cero en varios criterios, dejándolas sin oportunidad de presentarse.</p> <p>Reconocemos que la propuesta de modificación expresa con mayor claridad la vocación del mecanismo como herramienta de expansión, en lugar de que sea para cobertura de la demanda. No obstante, y aunque la participación de la oferta sigue siendo voluntaria, al establecer una discrecionalidad para que las plantas existentes presenten su oferta, se evita que estas puedan aportar a los objetivos trazados y al fortalecimiento de las condiciones de competencia e incentivos a la formación de un precio eficiente.</p> <p>Por otro lado, y como hemos mencionado en espacio anterior frente al gobierno nacional, el tratamiento preferencial y el otorgamiento de privilegios a una tecnología en particular no permitirá que los usuarios se vean beneficiados de precios competitivos, ya que no los deja participar en igual de condiciones, de manera que sean los precios que se formen a partir de la competencia los que sean trasladados a los usuarios. La experiencia internacional nos muestra ejemplos, como en Australia, Alemania y España, donde, aunque los mecanismos implementados fueron diferentes al de nuestro país, los tratamientos preferenciales y subsidios, en otros casos, ya han sido eliminados por la evolución de los costos de instalación y de operación y mantenimiento de las tecnologías solar y eólica, con los efectos que ello produce en el mercado y los esquemas para que estas tecnologías. Los esquemas para que estas tecnologías ingresen al mercado se han orientado a mecanismos competitivos en los cuales los proyectos demuestran su competitividad frente a proyectos de otras tecnologías y a plantas existentes.</p> <p>Hoy los precios de las tecnologías renovables no convencionales han llegado a ser competitivos respecto a las convencionales, y por ello vemos pertinente permitir que los usuarios perciban los precios resultantes de la competencia entre todos los interesados en participar en la contratación a largo plazo. Por ello, respetuosamente invitamos a analizar los impactos que tanto en el mercado como en los usuarios pueda tener una medida como la propuesta, que puede profundizar las fallas habituales del mercado que justamente se corrigen con regulación económica.</p>



4	Análisis de impacto normativo	Memoria justificativa	<p>El documento soporte de la resolución contiene, entre otros, un numeral sobre impacto económico, el cual se enfoca únicamente en mencionar que la resolución propuesta no impacta directamente los recursos de la Nación.</p> <p>Consideramos que dicho análisis de impacto del cambio normativo debe realizarse evaluando, entre otros, los efectos sobre el mercado y sus participantes, de manera consistente con las recomendaciones de la OCDE en materia de política regulatoria y con lo establecido en la Guía publicada por el Departamento Nacional de Planeación sobre el Análisis de Impacto Regulatorio - RIA . Este último hace referencia a los impactos a todos los agentes involucrados en la decisión que toma el regulador y no sólo al efecto que origina la medida en los recursos de la Nación.</p> <p>Así mismo, es necesario que estas propuestas de cambio consideren la evaluación de la autoridad de competencia que es la Superintendencia de Industria y Comercio.</p>
5	Incremento en los riesgos para	Artículo 4	<p>En primer lugar, este aspecto tiene que ver con la valoración de riesgos que pueda hacer la demanda para tomar la decisión de participar o no en la subasta.</p> <p>En comentarios a la versión en consulta de la resolución 4 0791, expusimos que el riesgo que debía asumir y evaluar la demanda podría ser alto, debido a que los comercializadores –en representación de la demanda– se presentarían a la subasta desconociendo las curvas de generación de los proyectos. Dado que el contrato se asemeja a un “pague lo generado”, no ofrecería cobertura suficiente al comprador, y por lo tanto la demanda no tendrá información suficiente para valorar y gestionar el riesgo al que estará expuesto en la bolsa (comprando o vendiendo faltantes o excedentes) y en consecuencia se dificultará la construcción de una oferta de precio de compra, generando incertidumbre sobre su participación en la subasta, lo cual puede restar confluencia de la demanda al mecanismo propuesto.</p> <p>Además, con los cambios propuestos, el riesgo al que se expone la demanda se incrementa por efecto de no tener certidumbre en la entrega de energía, el hecho de que dicha entrega se realiza considerando las restricciones de la tecnología del vendedor y no de las necesidades de cubrimiento del comprador.</p> <p>Por lo anterior, con el fin de mitigar el riesgo de una baja concurrencia de la demanda en la subasta, sugerimos ajustar el producto definido en el artículo 8° de la resolución 40791 de 2018, de manera que permita una evaluación de riesgo más precisa que estimule la participación voluntaria de la demanda.</p> <p>Una alternativa de solución para ello, podría ser establecer la presentación de ofertas de diferentes productos, como bloques en la curva de carga. Una cantidad de bloques dinámica que refleje las condiciones de punta y fuera de punta, de manera que estandaricen mejor el producto y faciliten la gestión de riesgos de precio y suficiencia de cantidades de energía tanto para la oferta como para la demanda.</p> <p>En segunda instancia, dado que la resolución 40791 no contempla la posibilidad de un mercado secundario en el que se puedan hacer los ajustes de posiciones posteriores a la subasta, se cierran las posibilidades de que tanto generadores como comercializadores puedan gestionar riesgos de precio y cobertura de largo plazo a través de este mecanismo.</p>



6	Discrecionalidad para establecer la demanda objetivo	Artículo 11 y 18	<p>El artículo 17 contempla que el Ministerio de Minas y Energía tendrá discrecionalidad para establecer o no una demanda objetivo; lo cual también se plantea en el artículo 26 que trata del proceso de adjudicación de la subasta. Consideramos que, si bien es un mecanismo de participación voluntaria, no otorgar claridad o un límite sobre la demanda que se espera cubrir con el mecanismo de contratación de largo plazo, genera una incertidumbre sobre el objetivo de expansión que se espera atender con el mecanismo, con el posible riesgo de que todos debamos pagar una capacidad de generación adicional instalada que sea superior a la que se requiere, la cual por supuesto debe incluir el nivel de reserva para situaciones críticas.</p> <p>Al respecto, solicitamos respetuosamente que, al momento de reglamentar el detalle del mecanismo de contratación, se establezcan de manera explícita los criterios sobre los cuales el Ministerio definirá la pertinencia o no de fijar una demanda objetivo.</p>
7	Condiciones de Competencia	Artículos 12, 17, 21, 22, 23, 24, 11	<p>Consideramos que la mejor estrategia para asegurar una formación eficiente de precios, consiste en fomentar la participación de toda la oferta disponible; es decir que, entre más agentes acudan a la subasta mucho mejor. Sin embargo, dados los cambios que se plantean respecto a la eliminación de la demanda objetivo a asignar, la discrecionalidad en la exclusión de la oferta de generación existente, y la limitación de proyectos participantes a través de los criterios de calificación, será fundamental definir condiciones de competencia y un precio techo</p>
8	Aspectos específicos a revisar Generación real a ideal	Artículos 4, 8 y 9	<p>No es claro a qué se hace referencia con “generación ideal”, en especial teniendo en cuenta que la definición del despacho vinculante no está contemplada en el corto plazo en la propuesta de agenda regulatoria de la CREG.</p> <p>La propuesta sugiere cambiar de un tipo de contrato pague lo contratado con base en generación real a uno basado en generación ideal. Esto quiere decir que el cumplimiento de las obligaciones de entrega de energía se revisaría con respecto a la declaración de generación que debe considerar el operador del mercado en el despacho ideal, para lo cual consideramos que no se puede asimilar la generación real a la ideal.</p> <p>Si bien esta propuesta busca asimilar la liquidación a como se realiza hoy día para los mecanismos de mercado vigentes, como un mercado de cobertura financiera, podría generar una variación en las reconciliaciones (negativas o positivas) que se ven reflejadas en la tarifa de los usuarios a través de la componente de Restricciones, a razón de los re-despachos.</p> <p>Por lo anterior, vemos importante agilizar el cronograma para la emisión definitiva de la regulación sobre el despacho vinculante e intradiarios y el mercado de balance, como herramientas que faciliten la administración de riesgos por parte de la oferta. En esta línea, es preciso hacer explícito que los contratos que se asignen a través de este mecanismo deberán cumplir con la regulación que se establezca para el despacho.</p> <p>El contrato que se defina en esta Resolución debe ser aplicable a todas las tecnologías y tanto a las plantas existentes como a proyectos nuevos, ya que de lo contrario se estaría instaurando una regla excluyente desde el mismo diseño regulatorio que afecta la participación competitiva de las plantas existentes y de las tecnologías convencionales en la contratación a largo plazo, lo cual estaría en contravía con lo establecido en el Decreto 0570.</p> <p>En función a lo expuesto en el taller de la resolución puesta en consulta, sugerimos aclarar de manera explícita que el producto consiste en un contrato tipo pague lo generado.</p>



9	Opción de compra	Artículo 6	<p>El artículo 10º de la propuesta indica la obligación del vendedor de “ofrecer a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual”.</p> <p>Es necesario tener claro que esta opción se requiere por la incertidumbre que se origina por la forma de entrega de la energía por parte del vendedor, por ello resulta contradictorio que los costos que se originen a partir de dicha restricción los asuma el comprador.</p> <p>Al respecto, consideramos pertinente se establezcan un mayor detalle sobre la manera se definirá y operará este mecanismo de venta de excedentes por encima de la energía media, contemplando por lo menos los siguientes aspectos, en la minuta:</p> <ul style="list-style-type: none">- Criterios para la priorización- Documento o acto administrativo que soportará el mecanismo, es decir, si se cobija bajo el contrato que se haya suscrito como resultado de la subasta u otro.- Procedimiento de registro del contrato y cómo será su operación frente al Centro Nacional de Despacho.
10	Balance y cesión del contrato	Artículo 8 y 10	<p>Si bien, se proporciona mayor claridad al cálculo del balance anual, es necesario precisar cómo se realizará el balance al final del contrato, que podría denominarse efecto frontera o borde. Así mismo, aclarar cómo se considerará el contrato en caso de cesión dentro del cálculo de la Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado (CROM).</p>
11	Garantía de seriedad de la oferta	Artículo 14	<p>Por su parte, el artículo 21 indica que, la garantía de seriedad de la oferta debe ser “...pagadera a la orden de los participantes que actúen como contraparte del oferente incumplido...”. Sin embargo, los participantes de la subasta no se conocen preliminarmente, por lo cual sugerimos que esta se pague a la UPME, quien deberá distribuir a su vez.</p>
12	Obligaciones del auditor	Artículo 32	<p>En cuanto a las obligaciones del auditor, cuya modificación se propone en el Anexo, se incluye en numeral 6 de “verificar las condiciones de competencia establecidas en el Artículo 22 de la presente Resolución y remitir el informe correspondiente a la CREG en los plazos que dicha entidad establezca”. Con el fin de dar mayor claridad entre las responsabilidades de esta y la UPME, sugerimos especificar que esta verificación se llevará a cabo de manera posterior a la que realizará la UPME sobre el cumplimiento de las condiciones de competencia que defina la CREG.</p>
13	Cronograma regulatorio	general	<p>Por último, aunque no menos importante, vemos necesario destacar que el mercado intradiario es una necesidad del Mercado de Energía Mayorista, en especial para la operación de las plantas de fuente variable, sobre la que todos los participantes han estado de acuerdo y consideramos que debe ser implementados en el corto plazo; así como la reglamentación para la remuneración de los servicios auxiliares. El proyecto de la agenda regulatoria de la CREG para 2019, puesto en consulta a través de la Circular 084 de 2018 de esta misma entidad, indica que para ambos temas habría un documento en consulta hasta el segundo semestre del siguiente año, y solo los servicios complementarios tendrían una decisión definitiva en el último trimestre; por cual, respetuosamente sugerimos revisar estas fechas.</p> <p>En general, consideramos pertinente establecer la integración normativa respectiva, que además ayuden a articular este mecanismo de expansión con el esquema vigente.</p>



Comentario 8

De: Christie Hernández

Date: viernes, 23 noviembre de 2018 a las 16:16

Asunto: Fwd: Carta 2018-2018 ANDEG



ANDEG-208-2018

Bogotá D.C. 23 de Noviembre 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución "por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"

Respetada señora Ministra:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG a continuación presenta comentarios sobre el proyecto de Resolución "por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018". Entendemos que la Resolución propuesta no es más que la modificación de aspectos que han sido objeto de crítica por parte tanto de la oferta como de la demanda interesada en el mecanismo, por lo cual reiteramos nuevamente nuestra preocupación en la implementación de un mercado paralelo que segmenta la oferta y viola los principios de neutralidad y pluralidad que garantizan que, en un ambiente de competencia, sean las características técnicas y económicas de los proyectos de generación los que determinen qué proyectos entran a competir en el Mercado de Energía Mayorista.

Adicionalmente, vemos altamente nocivo el precedente de desinstitucionalización que está sentando el Ministerio de Minas y Energía a través de sus actuaciones administrativas, de un sector que tiene un esquema de mercado que se ha construido a través del tiempo, y con el cual se ha generado un nivel de seguridad jurídica, regulatoria y de política pública, así como de cobertura y eficiencia.

Sobra advertir que el sector eléctrico soporta los derechos de los inversionistas en contratos y normas que garantizan que el esquema con el cual se invierte mantendrá una línea permanente con ajustes pertinentes para mantener los objetivos de política pública. Sin embargo, el mecanismo propuesto por el



Ministerio de Minas y Energía: (i) Altera las competencias de las instituciones de las instituciones del sector eléctrico, (ii) Desconoce el esquema regulatorio vigente con base en el cual se realizan las transacciones de electricidad en el país, (iii) No incorpora los ajustes pertinentes previamente identificados por el regulador, que se requieren para incentivar la profundización del mercado de contratos, (iv) Confunde la función de emitir lineamientos de política pública por la de proponer e instaurar esquemas de regulación de mercados, actividad que compete a la CREG, y (v) No cumple de manera objetiva con los propósitos del Decreto 0570 de 2018.

Si bien el Ministerio de Minas y Energía ha expresado que, con la implementación del mecanismo objeto de la Resolución en discusión, busca permitir la participación de cualquier tipo de planta, sea nueva, existente, convencional o no convencional, al mismo tiempo se ha reservado por otra parte la potestad de decidir, administrativamente, cuándo una subasta aplica para lo uno o lo otro. Dadas las condiciones estipuladas en el tipo de producto que se está encuadrando en la Resolución en discusión y los criterios de calificación propuestos, es claro que el Ministerio de Minas y Energía ha definido ex ante que la resolución 40791 y, en consecuencia, el Decreto 570, no tendrán aplicación ni para las plantas existentes ni para las plantas convencionales.

Con la aplicación de dicha norma, se configuraría una asimetría normativa que restringiría la competencia económica en el mercado de energía mayorista, al segmentar la oferta y perjudicar a los desarrolladores de los proyectos de generación que resulten excluidos del mecanismo de contratación a largo plazo por aplicación de la metodología y criterios propuestos por el MME, así como los operadores de los proyectos de generación de energía que actualmente participan en el Mercado de Energía Mayorista, por cuanto estos proyectos no podrían participar en dicho mecanismo de contratación a pesar de ofrecer el mismo producto.

Así, también, se desconoce que el Parágrafo 1 del Artículo 18 de la Ley 143 de 1994 define claramente que "La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior la CREG establecerá esquemas que promueven la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión" asignando de manera unívoca a la CREG las competencias del alcance de la propuesta regulatoria en consulta; disposición legislativa que además de encuentra por encima de las atribuciones otorgadas por el Decreto 0570 de 2018.



ANDEG ha sido enfática en que este tipo de normas afectan la competencia, no solo porque altera la formación de los precios del mercado eléctrico sino porque crea mecanismos que se apartan del marco del mercado competitivo concebido por las leyes 142 y 143 de 1994. Al crear un mecanismo que origina una posibilidad voluntaria de transar energía eléctrica con procedimientos distintos de los vigentes, surge la pregunta de si estos resultados son competitivos. Pareciera que el MME asume que con la presencia de una subasta se garantiza que existirá competencia. Lo que es cuestionable es que esta es una subasta normativizada por quien no tiene una función para ello (la UPME), se excluye a la entidad que sí tiene la función (la CREG), y no se pregunta a quien debe conceputar sobre temas de competencia (la SIC).

Adicionalmente, es importante resaltar que una subasta no necesariamente es un mecanismo de asignación eficiente y competitivo en sí mismo. La subasta debe cumplir con principios mínimos como lo son: la concurrencia y facilidad de entrada, la imposibilidad de cooperación entre los agentes participantes, la robustez a las presiones políticas, y la correcta adecuación al contexto real del mercado.¹ Vemos con preocupación que el Ministerio de Minas y Energía cada vez se inclina más hacia la definición de criterios discrecionales, como por ejemplo la potestad de definir si los proyectos convocados a subasta serán únicamente proyectos nuevos o proyectos nuevos y existentes, o si existirá demanda objetivo o no, afectando de manera directa la estabilidad del mercado eléctrico colombiano y la libre competencia.

Entendemos que el MME tiene como objetivo darle espacio a fuentes de generación que aún no tienen una participación significativa en el Mercado Mayorista. Como en otras ocasiones, ANDEG reafirma que califica como positivo el crecimiento verde del país y la presencia de fuentes renovables en el portafolio energético. Lo que resulta no positivo es que por darle espacio a estas formas de generación se cree un mercado paralelo como si la demanda fuese distinta; cuando los objetivos orientados a incentivar la competencia y generar estabilidad para los inversionistas deben aplicarse en todas las formas de transacción, entre otros, porque la ley no distingue y si la ley no lo hace no es posible que el MME lo haga. La Ley en cambio ya otorgó incentivos tributarios a este tipo de fuentes con baja participación en el mercado, por lo cual vemos como desmedida e injustificada la propuesta del MME de, en la práctica, crear un nuevo mercado excluyente y, coetáneamente, alterar negativamente el mercado existente.



Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas”, luego de un exhaustivo análisis de experiencias internacionales y el contexto nacional, presenta la siguiente conclusión:

“Hasta que los mercados de corto plazo funcionen bien, los prospectos para los mercados derivados son limitados. De hecho, menciona la EIA que la propuesta de la Comisión de Regulación Federal de Energía (FERC, por su nombre en inglés), y presentada a discusión en el año 2002, fortalecía la competencia en el mercado mediante la definición de un servicio de transmisión flexible y un diseño de mercado spot abierto y transparente, que generaba las señales correctas de precio para incentivar la inversión en transmisión y generación, así como inversiones en reducción de la demanda.

Una parte esencial del diseño de mercado spot para resolver la baja liquidez en los mercados a plazo, es remediar eficientemente las restricciones en los sistemas de transmisión, de tal manera que la competencia entre los participantes del mercado sea efectiva, algo que el SMD resolvía de manera fundamental.

La FERC concluyó que un diseño eficiente del mercado spot, con señales de precio apropiadas, traería los precios de los mercados a plazo y spot en línea, ayudando a asegurar un mercado de contratos eficiente para los agentes de la demanda.”

Con base en lo anterior, consideramos que la perspectiva que plantea el Ministerio para resolver los problemas del Mercado Mayorista es incompleta y que origina más problemas que los que pretende solucionar. Esta Asociación, durante los últimos 5 años ha venido insistiendo en la necesidad de ajustar el mercado de corto plazo con la definición de un mercado del día antes, mercados intradiarios y un mercado en tiempo real. La existencia de mercados intradiarios, es fundamental para la participación de las fuentes de generación intermitentes que busca incentivar el MME, toda vez que sin su existencia el riesgo de desvío de las fuentes intermitentes de energía será asumido a costo de los demás agentes del mercado, en vez de permitir la gestión de tal riesgo a aquel que lo origina.

La Comisión este año publicó los estudios contratados para la modernización del despacho vinculante y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios, y para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN), que son



fundamentales para que los mercados derivados de energía eléctrica sean profundos y líquidos, y la dirección correcta de acuerdo a la experiencia internacional. En cambio, **el mecanismo de subasta que pretende implementar el MME puede ser manipulado para financiar proyectos determinados, incrementar la concentración de la oferta y afectar a la demanda regulada.**

El Ministerio afirma que le asiste una preocupación sobre la estructura oligopólica del mercado, en términos de competencia y concentración del mercado, sin embargo, el proyecto regulatorio, contrario a contribuir a solucionar este problema, lo profundiza e incentiva la concentración de algunos agentes integrados verticalmente que cumplen con la condición de ser desarrolladores de proyectos renovables (favorecidos por el proyecto de resolución del Ministerio), en algunos casos mediante sociedades controladas y vinculadas y que al mismo tiempo tienen un amplio volumen de demanda regulada por contratar a partir del año 2022.

En gran medida, para aquellos agentes que integran generación y comercialización de demanda regulada (con las características señaladas) el mecanismo propuesto por el MME les proporciona una oportunidad para que calcen ofertas de venta y compra asegurando la entrada de sus proyectos de generación, a costa de la demanda regulada que atienden. Así mismo, por la vía que proporciona el mecanismo planteado por el MME, los agentes del mercado que ya tienen la posibilidad de ejercer poder de mercado pueden ingresar capacidad adicional mediante expansión de plantas FNCER que tienen baja ENFICC pero que cuentan con mayor energía media, hecho que les permite fortalecer su portafolio, concentrando la oferta y, por lo tanto, exacerbando el potencial ejercicio de poder de mercado. Ni la franja de potencia ni el actual límite de integración horizontal permiten que la CREG o la SSPD, que deben controlar dicho fenómeno, registren ex - ante ese efecto.

En el contexto de la subasta, dos empresas atienden cada una la suficiente demanda regulada (24,91% y 21,47%) que les permitiría coordinar las ofertas de compra de sus propios mercados regulados con las ofertas de venta de sus proyectos de generación renovable, para garantizar la entrada de dichos proyectos. En este caso, los generadores y comercializadores participantes en la subasta no se podrían catalogar como simétricos dado que algunos poseen mejor información que otros.

Incluso, es necesario que la Superintendencia de Industria y Comercio analice el efecto que tiene en la subasta el hecho de que en ella podrían participar siete



proyectos de generación que suman 1050 MW desarrollados por tres promotores Jemeiwaa 549 MW (Irraipa, Carrizal, Casa Eléctrica, Apotolorru), Enel Green Power 300 MW (Kuisa -Tumawind-, Urraichi -Chemesky-) y EPM 201 MW (EO200 Ipapure), sabiendo de antemano que la infraestructura de transmisión necesaria para que entreguen la energía que comprometerían en la subasta ya fue asignada a los agentes mediante la convocatoria UPME 06 2017, mientras que el resto de generadores que participarían en la subasta no tienen definida la misma condición de conexión al STN. Esta situación es claramente asimétrica y beneficia a los tres proyectos señalados.

Por lo anterior, de manera respetuosa sugerimos revisar a su vez las Resoluciones CREG 060 de 2007 y 101 de 2010 que definen las normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica y se adoptan disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad, con el fin de prevenir comportamientos con los cuales se podría manipular las subastas que realizaría la UPME en detrimento de la competitividad del Mercado Mayorista. Dichas normas, al señalar la ENFICC como medida de referencia para el cálculo de la participación en la actividad de generación, benefician la expansión y el crecimiento de aquellos agentes identificados en la Memoria Justificativa que, al concentrar la mayor oferta de energía, tres empresas agregan el 68% de la oferta de energía. En ese sentido, se hace inminente la necesidad de evaluar la participación y concentración del mercado, no en términos de disponibilidad de energía firme, sino en términos de la disponibilidad de oferta real, que se materializa el 90% del tiempo y no en condiciones excepcionales como sugiere la ENFICC.

Así mismo, es importante revisar qué agentes aportaron garantías para la construcción de la línea de transmisión que conecta a la subestación colectora 1 con el STN para corroborar que la inserción de un mecanismo adicional de contratación a largo plazo como el propuesto por el MME profundiza las condiciones de integración horizontal y vertical que tanto inquietan al mercado.

De hecho, en el documento "El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas" presentado por esta Asociación, se explica que el modelo de competencia mayorista no resuelve los incentivos de compra eficiente de energía por parte de las empresas de distribución, como intermediario de los usuarios finales. Para resolver dichos incentivos, el documento cita a Sally Hunt, quien en el libro Making Competition Work in Electricity, concluye que se requiere una competencia efectiva en el mercado minorista de energía. Sin una efectiva competencia minorista, los usuarios regulados serán sujeto de decisiones estratégicas por parte de las empresas



integradas verticalmente. Vale la pena que el Ministerio resuelva la pregunta sobre la competencia efectiva en el mercado minorista de energía, es decir, si en la práctica el usuario regulado a la fecha, más allá del ideal conceptual en la regulación vigente, puede cambiarse de manera expedita de comercializador para no estar sujeto a un precio de contrato por 15 años. De hecho, en nuestro concepto, la Comisión mediante la Resolución 030 de 2018 da un paso importante en esta dirección, pero que no es totalmente práctica para el total de usuarios regulados. Si existe dudas sobre la existencia de competencia en el mercado minorista, ¿cómo se puede asegurar que el usuario regulado tenga instrumentos de salida a un contrato por 10 años?

Es importante señalar además, que la definición de un precio techo para la compra de energía en la subasta para el mercado regulado, no soluciona la eventual coordinación que se puede presentar entre las ofertas de compra y de venta de un mismo agente, dado que la posibilidad de que comparta información al interior de las empresas para definir dichas ofertas puede disminuir la posibilidad de que otros proyectos de generación ingresen al mercado, otorgando rentas para los proyectos de generación de la empresa que esté en condiciones de aprovechar estas situaciones.

De otra parte, se tiene que la asignación de riesgos entre oferta y demanda en el contrato propuesto afecta negativamente a la demanda, lo cual resulta altamente conveniente para el oferente, más no para el usuario final; sujeto que debiera ser objeto de preocupación para el Ministerio de Minas y Energía. Dicha asignación de riesgos va en total contravía de lo que implica un mercado competitivo como el concebido en las Leyes 142 y 143 de 1994, pues el espíritu de estas normas es precisamente que la demanda no deba asumir los riesgos asociados a los proyectos de generación.

El tipo de contrato propuesto tiene varias falencias identificadas, siendo la más relevante el hecho que para todos los efectos se comportaría como un contrato tipo pague lo generado. En este tipo de contratos, todo el riesgo de generación lo asume la demanda, y en este caso en particular donde se plantea además un pass-through completo, el usuario final. Dicha situación es precisamente lo que la regulación ha querido evitar durante los últimos 20 años en los esquemas de mercado, toda vez que este tipo de contratos, en la práctica, no está produciendo ninguna cobertura al usuario final. Lo anterior cobra especial relevancia teniendo en cuenta que los recursos que se pretenden contratar son recursos que por sus costos marginales van despachados en base, lo que implica que si el generador incumple en su compromiso de entrega de energía por la indisponibilidad de los recursos, el Comercializador necesariamente se verá obligado a adquirir dicha



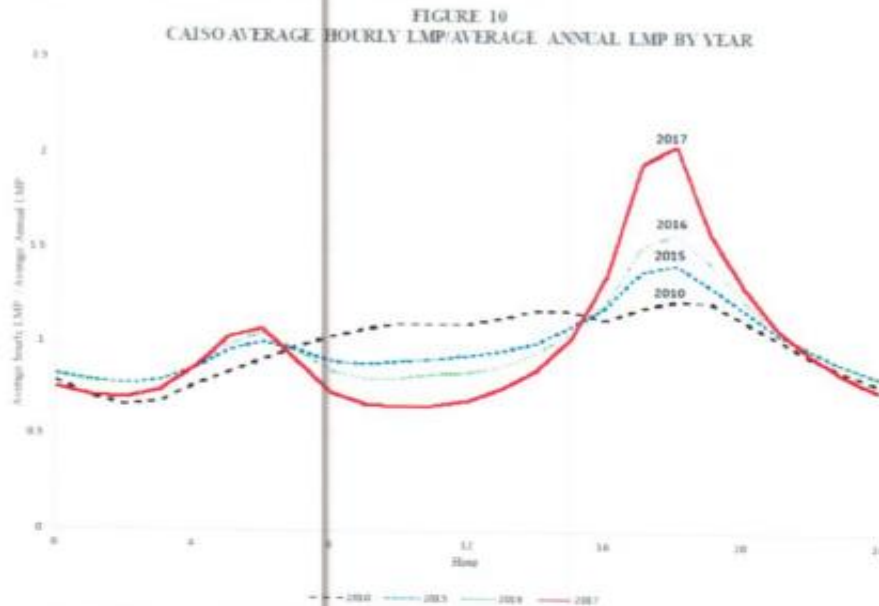
energía en el mercado spot con una exposición a un precio más alto por cuenta de generación a partir de fuentes energéticas desplazadas que en todo caso deben asegurar sus ingresos.

La anterior preocupación se soporta en una de las conclusiones presentadas por el profesor Paul Joskow en su presentación "Intermittent Generation (Wind and Solar) at Scale: Challenges for the Wholesale Electricity Markets in the U.S", realizada en el marco del 2018 Fall Energy Workshop organizado por el MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, el cual atendió esta Asociación en semanas pasadas y, en donde, luego de revisar el comportamiento de varios mercados con penetración de generación intermitente y en particular el mercado de CAISO, señala:

"(...)

- Intra-day Price differences will grow
 - Daytime prices for energy will continue to fall as a result of grid-based and behind the meter solar
 - Early evening prices will continue to rise (...)"

Lo anterior se hace evidente en la situación que se ha presentado en California y que se representa en la siguiente figura, en donde se observa cómo ha aumentado la volatilidad de los precios a lo largo del día con la inserción de generación intermitente a la red:



Fuente: "Intermittent Generation (Wind and Solar) at Scale: Challenges for the Wholesale Electricity Markets in the U.S" – Prof. Paul Joskow

Como se observa en la anterior gráfica, el Comercializador que resulte asignado en la subasta se verá abocado a comprar la energía generada por el recurso intermitente al precio estipulado contractualmente (horas del día en las que el precio de bolsa será bajo por la participación de dicha generación) y a comprar la energía en bolsa cuando el generador no esté entregando energía (horas del día en las que el precio de bolsa será vertiginosamente alto por la entrada de generación pico y la no coincidencia de la disponibilidad del recurso energético renovable intermitente con el pico de demanda).

Adicionalmente, vale la pena recordar la reciente experiencia de Electricaribe intervenida quien tomo contratos pague lo contratado con Ituango y ante los problemas presentados por el proyecto quedó expuesto a bolsa en los próximos años. Por tanto, es totalmente inadmisibles que el generador no asuma riesgo, por algo que es totalmente gestionable de su parte y es el producir la energía.

Aun cuando se habla de un balance anual donde el generador recoge el saldo a favor o paga las cuentas por pagar más un interés, y en el marco del grave



déficit de subsidios al que ya son sujetos los comercializadores de energía, ¿considera el Ministerio conveniente someter a los comercializadores a un riesgo de flujo de caja adicional como el que implican este tipo de contratos? Y, ¿Quién asumirá los costos de las garantías adicionales que tendrá que poner el comercializador en el Mercado Mayorista por su inminente exposición a los precios de bolsa?

Ahora bien, el documento soporte de la resolución propuesta señala que *"la presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación"*. Sin embargo, no está de más señalar que dicha exposición a precios de bolsa inminentemente más altos, derivados de un Contrato tipo Pague lo Generado, resulta altamente inconveniente para la cartera de Minas y Energía, en la medida en que dicha cartera es la responsable de la entrega de los subsidios dispuestos por Ley para los estratos 1, 2 y 3. En ese sentido, si se está hablando de exposición a compras en bolsa en periodos de indisponibilidad de los recursos fuente de la generación intermitente, con traslado directo a las tarifas de energía, necesariamente se está hablando de un riesgo inminente en el aumento de las tarifas subsidiables que, por lo demás, el Gobierno Nacional viene experimentando como insostenibles.

Por lo anterior, consideramos que el análisis del impacto normativo debe incluir no sólo los efectos directos sobre los recursos de la Nación, sino también los indirectos, que en todo caso terminarán por afectar el fisco. En ese sentido, este análisis debe incluir el impacto de la propuesta normativa en el mercado y sus participantes, de manera consistente con las recomendaciones de la OCDE en materia de política regulatoria, y con lo establecido en la Guía publicada por el Departamento Nacional de Planeación sobre el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) que señala:

"El regulador [...] necesita identificar cuidadosamente los costos y beneficios asociados a cada una de las opciones seleccionadas, con el fin de analizarlas posteriormente para poder compararlas y determinar cuál de ellas es la mejor para la sociedad."

La propuesta regulatoria desacopla por completo los mecanismos de contratación y de expansión existentes, así como el mercado de corto plazo, generando un alto riesgo de sobre instalación cuya remuneración en todo caso deberá ser asumido, a través de diferentes componentes tarifarios, por la demanda. Adicionalmente, y como lo concluye también el Profesor Joskow, el desacople con los mercados de corto plazo pone en riesgo la estabilidad financiera de la generación convencional y añade una incertidumbre innecesaria

División Calle 100 28A - Bogotá - Colombia



que acaba por afectar la ejecución de los proyectos de expansión convencional que, en todo caso, como bien lo ha reconocido la señora Ministra, son necesarios para el buen funcionamiento del sistema.

En ese sentido, y en línea con las bases propuestas para el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, el Ministerio de Minas y Energía debe discernir que la manera de promover la formación de precios eficientes en el mercado de energía eléctrica no es introduciendo distorsiones, sino fomentando la competitividad y transparencia del mercado existente. Adicionalmente, dadas las características de la matriz energética y la marginalidad de las emisiones del sector de generación colombiano, no se justifican los costos que esta acción regulatoria causará a la sociedad en su conjunto.

Ahora bien, el contrato de energía media que deberá ser registrado ante el Operador y Administrador del mercado reduce su "estandarización" a que dicho contrato resulta de un modelo proforma y es despachable. Sin embargo, es pertinente recordar que el concepto de estandarización va mucho más allá de definir unos espacios en blanco a llenar, y comprende unos componentes adicionales de liquidez y transparencia. De acuerdo con lo anterior, ¿Qué exactamente haría de estos contratos un instrumento que asegure una formación de precios tal que permita identificar un marcador de precio eficiente, si en nada son comparables con los modelos de contratación vigentes? ¿En dónde quedaría la estandarización del mercado en la que la CREG y la industria quieren avanzar con la propuesta del MAE? ¿Como se asegura que los agentes tengan salida en un contrato de 10 años, elemento clave para asegurar la profundidad, liquidez y eficiencia de un mercado de contratos?

En efecto, el nivel de contratación de un agente permite reducir las posibilidades de tener condiciones pivotaes. Dicha contratación deseada es, además, independiente del tiempo de duración del contrato (i.e. corto plazo, mediano plazo, largo plazo), de manera que la característica realmente relevante que define la eficiencia en un mercado de contratos es la profundidad del mismo. En ese sentido, quisiéramos conocer ¿qué lleva al Ministerio de Minas y Energía a pensar que un mecanismo de contratación nuevo y con agentes pre-seleccionados será más eficiente que el mercado de contratos bilateral con el que ha operado el MEM durante los últimos 20 años? ¿Cómo aporta este mecanismo a la profundización del Mercado de Energía Mayorista?

Con lo anterior en mente, y en línea con lo discutido en el documento elaborado por esta Asociación, proponemos un proceso de estandarización que sea resultado de un acuerdo de la industria, en el comité técnico de una plataforma



de negociación de contratos semi-estandarizados, que asegure que la asignación de riesgos sea simétrica para comprador y vendedor. Si en efecto estas fuentes de generación son tan competitivas como se las describe, tendrán las condiciones de liquidez necesarias para su financiación sin mayor dificultad.

Finalmente, traemos a colación otras de las conclusiones del Profesor Joskow que señala:

"(...)

- Increased use of subsidies, renewable portfolio standards, mandatory long term contracts for selected technologies will undermine the long term performance of the market overall and make it difficult for other technologies to support themselves with market revenues
- This is a slippery slope that may lead to an expanding array of direct and indirect subsidies
- (...) should we recognize that the presence of subsidized technologies with long term contracts makes coexistence with unsubsidized technologies without long term contracts very difficult?"

En ese sentido, sostiene Joskow que la filosofía subyacente a la reestructuración y transición a mercados mayoristas de electricidad competitivos debe estar fundamentada bajo los siguientes principios:

- Competitive markets are good and central planning is bad
- Competition to supply in the short run is better than internal central economic dispatch
- Entry stimulated by market incentives is better than long term integrated resource planning and regulation³

En resumen, nuestra lectura del mecanismo y el contrato que deriva de ello, presenta una desinstitucionalización sectorial, problemas de competencia, asignación asimétrica de riesgos en detrimento de los consumidores y no resuelve de ninguna manera la formación de precio en los mercados a plazo, porque el proceso de ajuste es justamente al contrario, y lo que debiera ajustarse primero es el mercado de corto plazo.

³ JOSKOW, Paul. "Intermittent Generation (Wind and Solar) at Scale: Challenges for the Wholesale Electricity Markets in the U.S." (2018)



Por tanto, invitamos al Ministerio a que la implementación de cualquier mecanismo del mercado eléctrico se haga en el marco de la institucionalidad, es decir con la discusión, profundidad e integralidad que amerita un esquema de este tipo. Adicionalmente, remitimos anexo el estudio realizado por la firma consultora Sumatoria denominado "Análisis de los nuevos elementos de política y regulación relacionados con la expansión de la generación" y el concepto del abogado Hugo Palacios sobre el tema en discusión y en particular en términos de la abogacía de la competencia.

Finalmente, ofrecemos coordinar una invitación a venir a Bogotá de los profesores Paul Joskow y Richard Schmalensee de MIT, para que puedan reunirse con la señora Ministra y su equipo de trabajo, de tal forma que ellos puedan explicar los efectos adversos que han tenido políticas de promoción de energías renovables en los mercados eléctricos de Estados Unidos.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la señora Ministra con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo ANDEG



MEMORANDO

PARA: ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo
Asociación Colombiana de Empresas Generadoras.

DE: HUGO PALACIOS MEJÍA
Estudios Palacios Lleras S.A.S.

ASUNTO: Razones para sustentar un eventual proceso de nulidad simple contra el Decreto 570 de 2018 y las Resoluciones 40791 y 40795 de 2018, del Ministerio de Minas y Energía.

FECHA: 19 de octubre de 2018

Este documento es confidencial y reservado. Se elabora y entrega en el entendido de que será tratado así por todos quienes lo reciban, y de que su contenido es parte del derecho que otorga el artículo 29 de la Constitución Política a ANDEG, para tener la asistencia de un abogado para proteger sus intereses.

I. OBJETO Y GRAN SÍNTESIS

Este memorando presenta nuestro análisis jurídico sobre la viabilidad de adelantar un proceso de nulidad simple contra el Decreto 570 de 2018 y, en consecuencia, contra las Resoluciones 40791 y 40795 de 2018, expedidas ambas por el Ministerio de Minas y Energía.

Hemos preparado este documento con la colaboración de los abogados Andrés Palacios Lleras, Phd en derecho de la competencia del University College de Londres, y de los abogados Nicolás Suárez Díaz y Erika Marín Yepes, cada uno de los cuales tiene maestría en derecho. Hemos tenido también la oportunidad de consultar un documento sobre "abogacía de la competencia" de nuestro apreciado y respetado colega el Dr. Alfonso Miranda Londoño. Sin embargo, el documento se emite bajo mi responsabilidad y la de la firma Estudios Palacios Lleras S.A.S., y de ninguna manera compromete al Dr. Miranda.

En este documento suponemos que, probablemente, todas las razones que se dan para promover en Colombia el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable son válidas. Al mismo tiempo, concluimos que el Gobierno, y en particular a través del Ministerio de Minas y Energía, dispone en la ley 1715 de 2014 de múltiples instrumentos tributarios, presupuestales y administrativos para conseguir ese objetivo, sin que las leyes le permitan alterar el "régimen tarifario" o contractual de los servicios públicos domiciliarios para lograrlo. De modo que, en nuestra opinión, el instrumento de subastas contractuales que crean el Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan, para promover en Colombia el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable son ilegales.



La ilegalidad y anulabilidad del Decreto 570, y de sus resoluciones se observa en cuanto:

- (i) El Ministerio expidió el Decreto y las resoluciones sin seguir los procedimientos prescritos por la Constitución y las normas que crean la "abogacía de la competencia".
- (ii) El Decreto y las resoluciones exceden la facultad reglamentaria, porque la ley 1715 de 2014, en concordancia con las leyes 142 y 143 de 1994, no permite al gobierno usar el "régimen tarifario" de los servicios públicos para promover el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable.
- (iii) El Decreto y las resoluciones violan las leyes 142 y 143 de 1994, e indirectamente las normas constitucionales en las que ellas se apoyan, porque (i) se oponen a las reglas que contienen esas leyes sobre "libertad contractual" en el sector, y sobre la forma de reconocer costos en las fórmulas tarifarias; (ii) impiden la competencia en el mercado eléctrico; y (iii) eventualmente, tienen efectos regresivos sobre la distribución del ingreso y la sostenibilidad fiscal (Artículos 334, incisos primero y segundo, y artículo 368 de la Constitución Política).

II. ANTECEDENTES

1. El 11 de enero de 2018 el Ministerio de Minas (en adelante "MinMinas") publicó en su página web un proyecto de decreto sobre la adquisición de energía proveniente de fuentes renovables, y fijó el 9 de febrero de 2018 como fecha límite para realizar observaciones y comentarios al proyecto.

El proyecto de decreto establecía lineamientos para el desarrollo de un "mecanismo" de contratos de largo plazo, para promover la adquisición de energía generada por Fuentes no Convencionales de Energía (en adelante "FNCE"). Dicho mecanismo se planteó como complementario de los ya existentes en el Mercado de Energía Mayorista (en adelante "MEM"). Este proyecto de decreto vendría a ser el Decreto 570 de marzo 23 de 2018.

2. Existe un documento sin fecha, al parecer contemporáneo con la publicación del proyecto de Decreto, suscrito por dos funcionarios del Ministerio, que busca sustentar el Decreto. El documento no se ocupa en ninguna parte de explicar las características del Decreto 570 o de las resoluciones que habrían de expedirse con base en él. El documento es solamente una justificación de las razones por las cuales conviene que el Estado favorezca el uso de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE), sin hacer análisis de las características específicas del proyecto de decreto o de las características específicas de las subastas a las que se refieren las resoluciones. En el documento se explica, entre otras cosas, que:
 - a.- El costo de las nuevas fuentes de energía renovable (eólica, solar, biomasa, geotérmica) ha disminuido y lo seguirá haciendo en una proyección del año 2025; y que la capacidad instalada mundial con



tales fuentes de generación ha crecido sustancialmente en el mundo, diversificando la matriz de oferta eléctrica.

- b.- Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad de energía hídrica, la CREG ha creado el "cargo por confiabilidad" (en remplazo del cargo por capacidad), y el "precio de escasez", con los cuales se remunera a los generadores que asumen la obligación en firme de entregar energía.
- c.- Las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) representan en Colombia una parte muy pequeña, 926 MW, o sea 5.52% de la capacidad total instalada de la oferta eléctrica (16.779 MW).
- d.- La ley 1715 procura estimular el crecimiento de la oferta de estas fuentes de energía, para algunas de las cuales (eólica, solar, biomasa) existe un alto potencial.
- e.- El fenómeno de El Niño, tiene un alto costo para la energía y, en general, para la economía del país.
- f.- Dados los picos horarios, semanales y estacionales, el país debe producir electricidad con diferentes insumos, por lo que ella no es un bien "homogéneo". Debe tener plantas de bajos costos variables y altos costos de capital para generar la mayor parte del tiempo, y plantas de altos costos variables y bajos costos de capital para generar en los picos. Se distinguen en la oferta la "potencia" (capacidad para atender picos), la "energía" (capacidad de cubrir todo el consumo) y la "confiabilidad" (capacidad de atender instantes de escasez, con precios altos).
- g.- El Estado debe buscar una "mezcla tecnológica" de recursos empleados para la generación.
- h.- El "mercado" no es suficiente para atender todas las responsabilidades del sector público para asegurar el suministro de electricidad. El riesgo sistémico no ha disminuido, porque las generadoras térmicas tienen dificultades en la obtención y transporte del gas natural. Por eso se debe facilitar el ingreso de las FNCER si existe una oferta inferior a la socialmente óptima por "fallas del mercado". Pero una tecnología intermitente no es despachable, por lo que el "cargo por confiabilidad" no es un estímulo neutral frente a las FNCER. Éstas tienen la ventaja de estar negativamente correlacionadas con las fuentes hídricas y disminuyen la emisión de gases para el efecto invernadero.
- i.- Así como el "cargo por confiabilidad" es un elemento que sirve para asegurar la firmeza de la oferta eléctrica, el sistema de



subastas propuesto con oferta de FNCER, impulsa tecnologías que reducen el riesgo sistémico dentro balance del portafolio de generación, para formar contratos de largo plazo con precios de competencia que cada vez serán menores por la reducción en costos.

- j.- En síntesis, el mayor uso de las fuentes de energía no convencionales y renovables **(i)** disminuirá el riesgo en el sistema por desabastecimiento y altos precios en situación críticas, creando complementariedad entre fuentes de energía; **(ii)** aumentará la competencia en generación (aunque los incumbentes puede remplazar plantas viejas con plantas de esta nueva tecnología) **(iii)** facilitará crear un mercado *forward* de contratos (instrumento financiero para vender o comprar algo a precio fijo a largo plazo, por medio de contratos que tienen lugar fuera de mercados organizados; **(iv)** ayudarán a cumplir acuerdos internacionales sobre reducción de gases con efecto invernadero (IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables, a cuyo Estatuto adhirió Colombia con la ley 1665 de 2013); **(v)** estimularán la creación de industrias con tecnologías para aprovechar estas nuevas formas de generación. (pp 21-22-23-31.)
- k.- Diversos estudios critican el actual sistema de contratos de energía en Colombia, y recomiendan un sistema de contratos de largo plazo para estimular la generación con energías no convencionales renovables. El precio propuesto por el Ministerio puede llevar a precios spot menores (p. 39). El sistema debería servir para que ingresaran nuevos generadores al mercado incrementando la competencia (p. 42) pues el cargo por confiabilidad ha fortalecido a los generadores que ya estaban en el mercado (p. 43).
- l.- Ha habido avances normativos para promover las energías no convencionales renovables y reducir los efectos de los gases que ocasionan el efecto invernadero. Vale recordar la ley 1665 de 2013, la 1715 de 2014, la 844 de 2017, el Decreto 298 de 2016, la Resolución MME 90325 de 2014. El Ministerio debe cumplir con su parte de la meta nacional de reducción de gases de invernadero para el año 2030.
- ll.- El documento incluía unas respuestas al cuestionario usual de la SIC para efectos de determinar la incidencia sobre la competencia, en donde se advertía que no había una sola respuesta positiva a los fenómenos de incidencia. Concluía que "El proyecto de decreto no está sujeto a consulta". (p. 53)
- m.- Por lo demás, el documento sostenía que fomentaría la competencia, que ocasionaría mayor eficiencia en la formación de precios, y que "los costos eficientes de la implementación de esta



herramienta serán trasladados vía tarifa a los usuarios de este servicio” (p. 52) En Colombia, Wikipedia, consultada en septiembre de 2018, informa que el porcentaje de usuarios residenciales de electricidad es el 42% del total, mientras que los usuarios del sector industrial representan el 31.8%

3. El 7 de febrero de 2017¹ la Superintendencia de Industria y Comercio (en adelante “SIC”), a través del Delegado para la Protección de la Competencia, envió comunicación al MinMinas, en relación con el proyecto. La SIC afirmaba que, al hacer un análisis preliminar de éste, conocido en la web, sus características permitían suponer que daría lugar a respuestas positivas en el formulario que se aplicaba para determinar si un proyecto de regulación podría tener incidencia en la competencia. Y añadía que, aún de no ser así, podría tener tal incidencia por razones no previstas en el formulario.

En consecuencia, sugería al Ministerio que le remitiera el proyecto de decreto en cumplimiento del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y del Decreto 2897 de 2010. Estas normas, según la SIC ordenan el envío de proyectos de decretos y resoluciones que pudieran incidir en la libre competencia.

4. El 12 de febrero el MinMinas respondió la comunicación², y le informó a la SIC que procedería a seguir las reglas sobre el deber de informar a la SIC, de acuerdo con las normas citadas atrás. También solicitó a la SIC allegar los comentarios precisos sobre las eventuales respuestas positivas al cuestionario para evaluar la eventual incidencia en la competencia, y sobre los otros aspectos que podrían tener el mismo efecto pero que no podían ser evaluados con el cuestionario. Manifestó que se tendrían en cuenta al revisar el proyecto, una vez recibidos los comentarios de terceros.
5. El 13 de febrero la SIC respondió³ y señaló que la responsabilidad de decidir si se hacen o no las consultas relativas con la eventual incidencia de los proyectos de regulación sobre la competencia es de las entidades reguladoras, sin que la SIC pueda sustituir al regulador. Pero que en todo caso se sugiere la realización juiciosa del examen previsto en la norma, porque algunos aspectos del proyecto, conocido en la Web, y en particular la posible creación de un “tratamiento diferenciado para la contratación a largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable” sugieren que éste tendría un impacto sobre la competencia.

¹ Comunicación del 7 de febrero de 2018, con radicado 18-69285 y tramite número: 334, remitida por el Delegado para la Protección de la Competencia al Ministro de Minas y Energía.

² Comunicación del 12 de febrero de 2018, con radicado 18-62985-01 y tramite número: 334, remitida por el Viceministro de Energía al Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia.

³ Comunicación del 13 de febrero de 2018, con radicado 18-69285-02 y tramite número: 334, remitida por el Superintendente Delegado para Protección de la Competencia al Viceministro de Energía.



6. El 13 de marzo, el MinMinas respondió la solicitud de la SIC,⁴ manifestándole que incorporaron ajustes conforme a los comentarios de terceros y que iban a responder el cuestionario previsto en la Resolución SIC 44649 de 2010 sobre análisis de impacto de la competencia, y que procederían a informar a la SIC.
7. El 14 de marzo la SIC complementa su comunicación del 13 de febrero a MinMinas⁵ diciéndole que, a pesar de que la obligación de examinar el proyecto le corresponde a quien propone la regulación, ella encontró que, posiblemente, al resolver el cuestionario que se usa para el efecto, el proyecto de decreto tendría incidencia en la libre competencia. La SIC envía un análisis preliminar, le resalta la importancia de realizar un examen de fondo, y reitera las consecuencias de omitir la obligación de agotar el trámite de "abogacía de la competencia".
8. El 23 de marzo MinMinas envía comunicado a la SIC⁶ en respuesta a la comunicación del 14 de marzo de la SIC, e informa que el examen al que hacían mención en las comunicaciones anteriores se realizó tanto respecto del proyecto que se publicó como de una nueva versión, y que el resultado fue negativo; para el MinMinas el proyecto no tenía incidencia en la libre competencia económica, pues está dirigido a la generación de energía en general y "no hace ningún tipo de exclusión respecto de fuentes convencionales".
9. El MinMinas expidió el Decreto 570 del 23 de marzo de 2018 y las Resoluciones 40791 del 31 de julio de 2018 y 40795 del 1 de agosto de 2018, omitiendo la obligación de remitir a la SIC el proyecto de regulación para la evaluación de "abogacía de la competencia". En el texto de la resolución 40791 se advierte que no se informó de ella a la SIC porque, al responder el cuestionario previsto para tal efecto, se encontró que no plantean ninguna "restricción indebida a la libre competencia". En la Resolución 40795 nada se dijo sobre el asunto.

III. CARÁCTER IMPERATIVO Y AMPLIO DE LA "ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA".

- ⁴ Comunicación del 13 de marzo de 2018, con radicado 18-62985-03 y tramite número: 334, remitida por el Viceministro de Energía al Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia.
- ⁵ Comunicación del 14 de marzo de 2018, con radicado 18-62985-04 y tramite número: 334, remitida por el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia al Viceministro de Energía.
- ⁶ Comunicación del 23 de marzo de 2018, con radicado 18-104998 y tramite número: 334, remitida por el Jefe de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía al Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia.



En esta sección del documento explicaremos los alcances del principio de la "abogacía de la competencia". Luego concluiremos que la violación de las normas respectivas al expedir el Decreto 570 de 2018 y las resoluciones que lo desarrollan puede ser, de acuerdo con la ley y la jurisprudencia, razón suficientes para justificar la adopción de medidas cautelares contra ese Decreto y las resoluciones 40791 del 31 de julio de 2018 y 40795 del 1 de agosto de 2018, y para declarar su nulidad.

El Decreto 570 del 2018 del MinMinas es un acto administrativo, y como tal se encuentra sometido a las reglas generales sobre la validez de dichos actos. Siendo así, el Decreto y las resoluciones surgen amparados por la "presunción de legalidad" (aun cuando tengan vicios en su formación si estos no han sido verificados aún por una autoridad judicial) y gozan de fuerza ejecutiva, formal y material, hasta que no se declare lo contrario por una autoridad judicial. (Artículo 88 del Código de Procedimiento de Administrativo y de lo Contencioso Administrativo - en adelante "CPACA").

La "presunción de legalidad" de que gozan los actos administrativos después de su creación, no significa, sin embargo, que no estén sujetos al "principio de legalidad", de acuerdo con el cual tanto su contenido como el procedimiento de formación y expedición deben ceñirse a la Constitución y la ley. El "principio de legalidad" se hace efectivo, entre otras formas, por la posibilidad de pedir a los jueces que verifiquen si el acto administrativo cumple o no con las normas a las que debería sujetarse en su formación y en su expedición, para que, en caso contrario, lo suspendan o anulen. Es una causal de nulidad de un acto administrativo el haber sido expedido "con infracción de las normas en que deberían fundarse", o "en forma irregular" (CPACA Artículo 137). En particular, cuando exista una obligación de realizar una consulta ante de expedir un acto administrativo, el CPACA contempla como causal de nulidad de tal acto el incumplimiento de esa obligación:

Artículo 46. Consulta obligatoria. Cuando la Constitución o la ley ordenen la realización de una consulta previa a la adopción de una decisión administrativa, dicha consulta deberá realizarse dentro de los términos señalados en las normas respectivas, **so pena de nulidad de la decisión que se llegare a adoptar** (subrayo y resalto).

De acuerdo con el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, las autoridades de regulación deberán consultar a la SIC aquellos proyectos de regulación que puedan "incidir" en la libre competencia. La norma legal crea una facultad para la Superintendencia cuando considere que un proyecto de regulación puede tener incidencia sobre la libre competencia. Y, como complemento a esa facultad, **y para hacerla eficaz**, crea a las autoridades de regulación la obligación de informar a la Superintendencia sobre los actos administrativos que pretendan expedir. Este trámite se conoce como la "abogacía de la competencia". El artículo señala:

Artículo 7°. Abogacía de la Competencia. Además de las disposiciones consagradas en el artículo 2° del Decreto 2153 de 1992, la Superintendencia de Industria y Comercio podrá **rendir concepto previo sobre los proyectos de regulación estatal** que puedan tener **incidencia sobre la libre competencia en los mercados**. Para estos efectos las autoridades de regulación informarán a la Superintendencia de Industria y Comercio de los actos administrativos que se pretendan expedir. El concepto emitido por la Superintendencia de Industria y Comercio en este sentido no será vinculante. Sin embargo, si la autoridad



respectiva se apartara de dicho concepto, la misma deberá manifestar de manera expresa dentro de las consideraciones de la decisión los motivos por los cuales se aparta. (Se resalta)

Esa norma contiene dos reglas "imperativas", y una "facultativa". La primera de las reglas "imperativas" ordena a cualquier autoridad estatal que tenga la facultad de expedir regulaciones que puedan incidir en la libre competencia informar a la SIC sobre los proyectos respectivos. La segunda regla "imperativa" ordena a la autoridad que decida expedir el acto sujeto a consulta incluir en la parte motiva del acto las razones por las cuales se apartó del concepto de la SIC si es que, acaso, esta entidad se pronunció en forma adversa sobre el proyecto.

A su vez, la regla "facultativa" establece que la SIC podrá rendir concepto sobre los proyectos que pueden incidir en la libre competencia, sin que haya un límite temporal expreso en la ley acerca de cuánto debe esperar para que pueda ejercer esa facultad; sin embargo, un límite para la SIC podría derivarse del límite que, a su vez, tienen las autoridades de regulación, en ciertos casos especiales previstos en la ley, para producir los actos para los cuales están facultadas; y un límite expreso surge del artículo 10 del decreto 2897 de 2010. Por estas razones, aún si la SIC recibe información, no está obligada a dar un concepto. Pero el hecho de que la SIC pueda abstenerse de conceptuar no implica que las autoridades de regulación puedan expedir regulaciones sin surtir el trámite de ley, si éstas pueden incidir en la competencia. El deber de las autoridades de regulación incluye el de facilitar a la Superintendencia el ejercicio de su facultad, sin que **la ley** contemple la posibilidad de que una autoridad de regulación dificulte a la SIC, con cualquier pretexto, el ejercicio de su facultad de conceptuar.

El Consejo de Estado define y resalta la importancia de la "abogacía de la competencia", de la Ley 1340 de 2009, así:

La abogacía de la competencia constituye un espacio preventivo y de coordinación interinstitucional, derivado directamente del artículo 113 de la Constitución Política, según el cual las autoridades de las ramas y órganos del poder público deben concurrir, desde sus competencias, al logro de los fines del Estado...Cuyo propósito justamente es el de "prevenir" que sea una regulación del propio Estado la que obstaculice la competencia económica⁷.

Dicha corporación explica de la siguiente manera el deber de informar a la SIC:

La lectura detenida del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 permite destacar las siguientes características especiales de la abogacía de la competencia:

(i) **Crea un deber de información** a la Superintendencia de Industria y Comercio **por parte de las autoridades administrativas** que tienen facultades de regulación.

⁷ Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil, ponente: William Zambrano Cetina. Concepto del 4 de julio de 2013. Radicado número: 11001-03-06-000-2013-00005-00(2138)



Como se observa, la actividad que deben desplegar las autoridades de regulación fue descrita en futuro indicativo (informarán) y sin condicionamiento alguno; **impone** entonces la **obligación de dar noticia o poner en conocimiento** de la Superintendencia de Industria y Comercio **el proyecto de regulación**, con el fin, de que dicho organismo tenga un espacio efectivo para emitir un concepto si lo considera pertinente. (Se resalta)

A su vez, esta característica de la "abogacía de la competencia" la explica el Consejo de Estado de la siguiente manera:

Esta característica surge con claridad de las expresiones "concepto previo" y "proyecto de regulación", los cuales denotan que **el deber de información no puede ser en ningún caso concomitante o posterior a la expedición de la respectiva regulación**; además, la antelación con la que se informa debe ser suficiente para permitir la participación efectiva de la Superintendencia, en punto a lo cual deben tenerse en cuenta los plazos de 10 y 30 días que se conceden a dicho organismo para dictaminar (Artículo 10 del Decreto Reglamentario 2897 de 2010). (Se resalta)

De lo anterior concluimos que, por su misma naturaleza, el trámite de "abogacía de la competencia" tiene que cumplirse en forma previa a la expedición del acto administrativo, es decir, que bajo ninguna circunstancia, la administración puede expedir y publicar la regulación sin antes haber dado a la SIC la información necesaria para que ella pueda, si lo desea, emitir un concepto sobre el impacto sobre la competencia de la regulación propuesta.

Otro elemento, no menos importante, consiste en que todos los proyectos de regulación que puedan tener incidencia en la libre competencia deben ser puestos en conocimiento de la SIC. Esta regla legal, que implica un deber de diligencia en las autoridades reguladoras para dar eficacia, entre otras normas, al segundo inciso del artículo 333 constitucional, fue desarrollada en el artículo 3 del Decreto 2897 de 2010, el cual establece qué se entiende por tener "incidencia" en la libre competencia, así:

Artículo 3°. Proyectos de regulación que deben informarse a la Superintendencia de Industria y Comercio. Las autoridades indicadas en el artículo 2° del presente decreto deberán informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo con fines de regulación que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados. **Se entenderá** que un **acto tiene esa incidencia** cuando independientemente del objetivo constitucional o legal que persiga:

1. Tenga por objeto o pueda tener como efecto **limitar el número o variedad de competidores** en uno o varios mercados relevantes; y/o
2. **Imponga conductas a empresas o consumidores o modifique las condiciones en las cuales serán exigibles obligaciones** previamente impuestas por la ley o un acto administrativo, cuando el acto tenga por objeto o pueda tener como efecto **limitar la capacidad de las empresas para competir, reducir sus incentivos para competir, o limitar la libre elección o información disponible para los consumidores**, en uno o varios mercados relevantes relacionados.



De lo anterior surge el deber de realizar una evaluación previa por parte de la autoridad de regulación que pretenda expedir el acto administrativo, sometiéndolo a un cuestionario previsto en los artículos 5 y 6 del decreto 2897, y desarrollado por medio de la Resolución 44649 de 2010. Si alguna de las respuestas a las preguntas de dicho cuestionario es afirmativa, entonces la entidad debe informar a la SIC, en los términos del Decreto 2897 de 2010. En mi opinión, los artículos 5 y 6 del Decreto tienen un simple carácter instrumental, y no pueden interpretarse y aplicarse como si redujeran la facultad de conceptuar que tiene la SIC en los términos amplios del artículo 7 de la ley 1340 y, mucho menos, como si redujeran la obligación implícita de colaboración con la SIC que contiene la ley 1340 en su mismo artículo 7.

La ley indica, a su vez, que el concepto que emita la SIC no es vinculante. Sin embargo, cuando la entidad que propone la regulación no sigue el concepto de la SIC o aplica alguna de las excepciones del artículo 4 del Decreto 2897 de 2010 que hacen innecesario informar del respectivo proyecto, la autoridad regulatoria está en la obligación de referir, en la parte motiva, de manera expresa, las razones por las cuales se aparta de dicho concepto o por qué no lo solicitó (artículo 7 del Decreto 2897).

Para cumplir estas normas la autoridad regulatoria debe aplicar, entre otras, las reglas sobre "buena fe" que contiene el artículo 83 de la Constitución. El deber de información previsto en el artículo 7 de la ley 1340 no se agota con las reglas del decreto 2897, pues esa obligación es más amplia en la ley, y en la ley examinada desde una perspectiva constitucional, que la que surge al aplicar el procedimiento descrito en el Decreto. En efecto, los artículos 5 y 6 del Decreto 2897 parecerían exonerar a las autoridades del deber de informar a la SIC y de referirse al asunto en la parte motiva del acto regulatorio si, al responder el cuestionario cuyo uso impone el artículo 5 del decreto 2897, desarrollado por la Resolución 44649 de la SIC, llegaron a la convicción de que el proyecto no "incidía" en la competencia.

¿Era posible prever que el Decreto 570 tendría una incidencia en la competencia? La respuesta es afirmativa, según pasamos a explicar.

Al examinar el Decreto 570 se observa una falta de detalles necesarios para integrar los alcances regulatorios del mismo. En el Decreto hay un enunciado de simples "lineamientos" sobre "objetivos" y "características"- lo cual solo permite, en abstracto, afirmar que al cumplir el Decreto "algo" ocurrirá en la situación de competencia en el mercado, porque ese "algo" es el propósito del "mecanismo" que se busca. La falta de determinación en el Decreto 570 del "mecanismo" propuesto, junto con el objetivo que el Decreto manifiesta de intervenir – benévolamente- en el mercado, eran razones suficientes para que el Ministerio informara a la SIC sobre su eventual incidencia en la competencia, en forma tal que la SIC pudiera dar un concepto útil que, entre otras cosas, sirviera de guía a quién fuera a crear, en detalle, el "mecanismo".

Por supuesto, el simple hecho de que el Decreto 570 proclame que el "mecanismo" que busca debe servir para promover la competencia y aumentar la eficiencia, no garantiza, en absoluto, que ese sea el resultado del "mecanismo"; y plantea la posibilidad de que, en el terreno de los hechos, no sea ese el resultado que se obtenga. Los "fines" u "objetivos" con



los que se asume la regulación no garantizan la obtención de resultados acordes con ellos; y en más de una ocasión los resultados son perversos.

Desde otra perspectiva, en el terreno de la lógica, no hay razón para suponer, sin análisis, que las hipótesis teóricas en las que se inspira el Decreto puedan conducir a los resultados apetecidos –aún si aspiramos a que efectivamente puedan conducir a ellos. Entonces, según planteó en forma oportuna la SIC, esas hipótesis plantean la posibilidad contraria, esto es que, por razón del tipo de intervención especial no detallada que el Decreto pone en marcha, el resultado sea diferente del buscado en cuanto a la competencia. En la incertidumbre que generan estas últimas hipótesis, tan válidas *ex ante* como las otras, la consulta a la SIC era necesaria, máxime cuando la SIC, en principio, había puesto de presente al Ministerio varias razones para considerar la incidencia del proyecto en la competencia.

No parece, entonces, que pueda considerarse que la solicitud de información que hizo la SIC fuera arbitraria o irrazonable, y que pudiera desatenderse la obligación que impone el artículo 7 de la ley 1340; y no debe perderse de vista que, de acuerdo con la ley, esa entidad tiene vocación y aptitud legal especial para proteger el derecho constitucional de todos a la libre competencia.

Pero en este caso concreto, según los antecedentes que relatamos arriba, tanto la SIC como el Ministerio reconocieron que el Decreto 2897 deja al criterio del regulador, con el uso de un formulario, la decisión de si debe consultar o no. Es probable que la SIC haya sido poco exigente al adoptar esa actitud. Porque, en nuestra opinión, no puede aceptarse que la respuesta que dé el regulador a la pregunta de si existe o no el deber de informar a la SIC en un caso concreto pueda darse en todos los casos con la simplista discrecionalidad que el Decreto 2897 sugiere en los artículos 5 y 6 y que el Ministerio reclama. En efecto, en nuestra opinión, aún si la respuesta que el regulador da internamente al formulario previsto en el Decreto 2897 arroja un resultado negativo, que lo eximiría de informar a la SIC según el Decreto, el texto del artículo 7 del artículo 7 de la ley crea, en ciertos casos especiales, **y el del Decreto 570 sería uno de ellos**- al menos un deber de informar, en el acto administrativo regulatorio que se expida, por qué no se hizo tal consulta. Ese deber no surgiría del Decreto 2897, sino del mismo artículo 7 de la ley 1340 y de reglas constitucionales y legales de contenido más amplio, y en particular del deber de obrar "de buena fe" que tienen las autoridades.

En efecto, **debe tenerse en cuenta el contexto constitucional y legal**, esto es (i) que las personas tienen en Colombia, por lo general un derecho a recibir información sobre asuntos que pueden ser objeto de tratamiento en medios públicos (artículos 20 de la Constitución); (ii) que el pluralismo informativo es en Colombia un valor constitucional en cuanto se refiere al derecho a la libre competencia (artículo 75 de la Constitución); (iii) que, por lo general, los actos administrativos deben ser motivados (artículo 42 del CPACA); (iv) que la Ley 1340 de 2009 manifiesta en forma expresa el propósito de que se informe al público sobre la incidencia eventual que pueden tener los actos regulatorios sobre la competencia; y (v) que no se ve ninguna razón de interés público para ocultar en el Decreto 570 el hecho de que la SIC haya manifestado claramente preocupación, en principio, sobre el efecto anticompetitivo del proyecto de decreto. Por eso, en nuestra opinión, en un caso como el que motiva este concepto, si la autoridad reguladora concluye que no debe hacer consulta



a la SIC respecto de un proyecto de regulación por alguna de las causales previstas en el artículo 4 del Decreto 2897, y desarrolladas en el formulario previsto en el artículo 5 del mismo, pero tiene conocimiento de que la SIC ha manifestado preocupación sobre el proyecto y ha pedido información, el contexto constitucional y legal, y el principio constitucional de "buena fe", la obligan **por lo menos** a explicar, en la parte motiva del acto que expida, por qué no hizo la consulta. Sin embargo, no puede aceptarse tampoco, sin más análisis, que el mismo deber de informar, y el derecho de expedir un concepto, previstos en la ley 1340 de 2009 desaparezcan por la forma discrecional en la que la autoridad reguladora contesta un formulario.

El deber del Ministerio de incluir en la parte motiva del acto administrativo las razones por las que no realizó la consulta a la SIC, si el acto podía tener incidencia en la libre competencia en los mercados, están claramente incluidas hoy en el artículo 2.2.2.30.7 del Decreto 1074 de 2015 que dice:

ARTÍCULO 2.2.2.30.7. Constancia de consulta en el acto administrativo. En todo acto administrativo con fines regulatorios que pueda tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados, la autoridad que lo expida deberá dejar constancia expresa en la parte considerativa acerca de si consultó a la Superintendencia de Industria y Comercio o no y si esta emitió concepto o no.

Entonces, la omisión de las formalidades del procedimiento, y las que tienen que ver con las garantías mínimas de consulta e información de cada actuación relativa a actos que por su naturaleza o por expresa referencia legal afectan de modo directo valores constitucionales, hacen que un acto administrativo esté viciado de nulidad. En palabras del Consejo de Estado:

A la luz de lo dispuesto en los artículos 46 y 137 del Código de Procedimiento Administrativo y Contencioso Administrativo, puede concluirse que tanto **el incumplimiento del deber de informar**, como **el hecho de expedir el acto de regulación sin las motivaciones** que llevaron a la entidad a aplicar una excepción para no surtir dicho trámite o a apartarse del concepto de la Superintendencia, **viciaría de nulidad la voluntad administrativa por haberse expedido de forma irregular y con violación de las normas en que deben fundarse**⁸ (Se resalta)

La Sección Tercera del Consejo de Estado reiteró que el legislador puede establecer requisitos para la formación de actos generales de regulación, cuyo incumplimiento acarrea su nulidad:

En cambio, en el ámbito de la producción de medidas regulatorias o reglamentarias, contenidas en actos administrativos de carácter general, impersonal y abstracto, normalmente el ordenamiento jurídico no hace exigencias procedimentales especiales, más allá de exigir, obviamente, que el acto sea

⁸ Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil, ponente: William Zambrano Cetina. Concepto del 4 de julio de 2013. Radicado número: 11001-03-06-000-2013-00005-00(2138)



proferido en ejercicio de las competencias legalmente atribuidas a la respectiva autoridad, **lo cual no implica, desde luego, que el legislador carezca de la facultad de establecer, cuando así lo considere necesario, procedimientos especiales para la producción de tales actos administrativos, los cuales obviamente se tornarán obligatorios en tales casos.**

Consecuentemente, cuando la ley establece requisitos de apariencia o formación de los actos administrativos, sean éstos de carácter general o de carácter particular y concreto, los mismos se deben cumplir obligatoriamente, cuando quiera que la Administración pretenda tomar una decisión que corresponda a aquellas que se hallan sometidas a tales requisitos, **de tal manera que su desconocimiento, conducirá a que se configure, precisamente, la causal de nulidad en estudio, es decir, expedición irregular del acto administrativo o vicios de forma.**⁹ (Resalto).

La parte considerativa del Decreto 570 es clara en cuanto a lo que omite; en particular, es clara en el hecho de que no se consultó a la SIC. El Decreto expresa, en forma indirecta pero inequívoca, por qué no se proporcionó a la SIC la información que habría generado un concepto: porque al absolver el formulario previsto para ello se llegó a la conclusión de que tal consulta era innecesaria. No fue honesto el Decreto –en términos de la “buena fe” constitucional, y de los deberes de “publicidad” y “coordinación” entre autoridades (artículos 83 y 209 de la Constitución)- al haber ocultado el hecho de que la SIC había pedido repetidas veces información sobre el Decreto, y al haber omitido una respuesta explícita y directa a las solicitudes y observaciones de la Superintendencia.

A partir de todo lo anterior, concluimos que para expedir el Decreto 570 de 2018 era obligatorio el trámite normal de la “abogacía de la competencia”, y que las comunicaciones especiales que hubo entre el Ministerio y la SIC obligaban al Ministerio **en todo caso**, para cumplir sus deberes legales y de “buena fe”, a informar de alguna manera sobre el asunto de sus opiniones divergentes con la SIC en la parte motiva del Decreto. En la “Memoria justificativa” del Decreto los funcionarios del Ministerio abundan en razones para sostener que éste fomentará la competencia y habrá de conducir a precios más eficientes en el mercado. Pero el hecho de que el Ministerio haya sido tan positivo al evaluar los objetivos y los resultados previstos para el Decreto revelan, a las claras, que se esperaba que él tuviera un efecto sobre la competencia. Así, en vista de la temprana preocupación que expresó la SIC, el Ministerio debía, para cumplir con el mandato legal y el de la “buena fe” en el contexto constitucional y legal enunciado arriba, dar a la SIC información y razones para compartir, o morigerar, el optimismo de la autoridad regulatoria.

El análisis de los párrafos precedentes muestra que, aún si hubiera debate sobre el deber que tenía el Ministerio de informar a la SIC para surtir la consulta que establecen el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 después de usar el formulario previsto en el artículo 5 del decreto 2897, y las normas que lo desarrollan, el deber de obrar “de buena fe” y dentro del principio de “coordinación administrativa”, en el contexto real, obligaban al Ministerio a

⁹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, ponente: Ramiro Saavedra Becerra. “Sentencia del 13 de mayo de 2009”. Radicado número: 11001-03-26-000-2004-00020-00 (27832).



hacer la "consulta" y, por lo menos, a informar en el Decreto 570 sobre el debate interno con la SIC. Se trataba, pues, de conductas "obligatorias" en los términos del artículo 83 de la Constitución y 46 del CPACA. Por lo tanto, su omisión vicia de nulidad el Decreto 570 de 2018 y sus reglamentaciones.

La motivación que se echa de menos no consiste, solamente, en dar cuenta de las oportunidades en las que el MinMinas y la SIC cruzaron correspondencia sobre el asunto, aunque tal información también era relevante. La motivación que exigen los principios de "buena fe" y de "coordinación entre autoridades" tiene un carácter mucho más sustantivo, y tiene que ver con el análisis que debió hacer el Ministerio respecto de las observaciones de la SIC acerca de los efectos eventuales del decreto sobre la competencia en el sector de energía.

El Consejo de Estado ha señalado en muchas ocasiones que cuando una ley exige que un acto administrativo se motive, tal motivación se entiende como un elemento esencial del acto. La omisión de este elemento implica que el acto administrativo haya sido expedido en forma irregular, y que, por consiguiente, sea anulable:

En cuanto a **la falta de motivación**, la Sala recuerda que este cargo se denomina técnicamente **expedición en forma irregular del acto**. En efecto, cuando la Constitución o la ley mandan que ciertos actos se dicten de forma motivada y que esa motivación conste, al menos en forma sumaria, en el texto del acto administrativo, se está condicionando la forma del acto administrativo, el modo de expedirse. Si la Administración desatiende esos mandatos normativos, incurre en el vicio de expedición irregular y, por ende, se configura la nulidad del acto administrativo ¹⁰

Por las razones expuestas, y sin que ello implique todavía un pronunciamiento sobre la constitucionalidad y legalidad del "mecanismo" al que se refiere el Decreto, encontramos una violación clara de los principios y reglas que, tanto en la Constitución como en la ley, señalaban el procedimiento que debía seguir el Gobierno para expedir el Decreto 570 de 2018 y las resoluciones a las que se refiere este concepto. De acuerdo con la ley y la jurisprudencia, ese vicio debería ser suficiente para que el Consejo de Estado declarara la nulidad del Decreto, en forma íntegra.

IV. LA CONSTITUCIÓN Y LA "RESERVA LEGAL" PARA EL "RÉGIMEN TARIFARIO" DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS.

La Constitución Política en sus artículos 150 numerales 21 y 23, artículo 365, y 367 establece una "reserva de ley" en materia de servicios públicos, y en particular sobre la definición del "régimen tarifario".

¹⁰ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, ponente: Hugo Fernando Bastidas Bárcenas. Sentencia del 23 de junio de 2011. Radicado número: 11001-03-27-000-2006-00032-00 (16090).



La reserva legal según la Corte Constitucional tiene varias acepciones o significados como: (i) reserva general de ley en materia de derechos fundamentales, (ii) reserva de ley como sinónimo de principio de legalidad, o de cláusula general de competencia del Congreso y (iii) reserva de ley como una técnica de redacción de disposiciones constitucionales. En palabras de la Corte Constitucional:

La expresión *reserva de ley* tiene varios significados o acepciones, en primer lugar se habla de reserva general de ley en materia de derechos fundamentales, para hacer referencia a la prohibición general de que se puedan establecer restricciones a los derechos constitucionales fundamentales en fuentes diferentes a la ley. Sólo en normas con rango de ley se puede hacer una regulación principal que afecte los derechos fundamentales. En segundo lugar la expresión **reserva de ley** se utiliza como sinónimo de principio de legalidad, o de cláusula general de competencia del Congreso, la reserva de ley equivale a indicar que **en principio, todos los temas pueden ser regulados por el Congreso mediante ley, que la actividad de la administración (a través de su potestad reglamentaria) debe estar fundada en la Constitución (cuando se trate de disposiciones constitucionales con eficacia directa) o en la ley (principio de legalidad en sentido positivo)**. Y en tercer lugar, reserva de ley es una técnica de redacción de disposiciones constitucionales, en las que el constituyente le ordena al legislador que ciertos temas deben ser desarrollados por una fuente específica: la ley.

En este último sentido todos los preceptos constitucionales en los que existe reserva de ley imponen la obligación que los aspectos principales, centrales y esenciales de la materia objeto de reserva estén contenidos (regulados) en una norma de rango legal. Es decir, en la ley en cualquiera de las variantes que pueden darse en el Congreso de la República, decretos leyes, o decretos legislativos¹¹.

En el caso de los servicios públicos domiciliarios, no solo el numeral 23 del artículo 150 de la Constitución dispone que "corresponde al Congreso "Expedir las leyes queregirán la prestación de los servicios públicos", principio que se repite en el inciso segundo del artículo 365, sino que el artículo 367, en una norma que no puede interpretarse como una simple reiteración de lo dicho en las ya citadas, enumera de modo especial y cuidadoso ciertas materias específicas, del régimen de los servicios públicos, que deben ser "fijadas" por ley. Y entre ellas lo relativo al "régimen tarifario" de los servicios públicos domiciliarios. Hay aquí, pues, una "**reserva de ley**" reforzada, no solo por la reiteración de la regla, sino por la precisa individualización constitucional de las materias.

Por supuesto, si bien los aspectos principales del servicio público de energía son objeto de varias normas de rango legal, la administración puede reglamentarlas siempre y cuando se ajuste a ellas. De ahí que todas las reglamentaciones que provengan de la administración en materia de energía eléctrica deben estar en concordancia con las reglas tarifarias, y los criterios que ellas incorporen sobre costos, solidaridad y redistribución de ingresos.

¹¹ Corte Constitucional, ponente: Humberto Sierra Porto. "Sentencia C-1262 del 5 de diciembre de 2005". Expediente D-5751



Según el "régimen tarifario" vigente, los costos contractuales en los que incurren las empresas comercializadoras para adquirir energía de las generadoras son uno de los principales elementos que se incorporan en las "fórmulas tarifarias", con base en las cuales se cobran tarifas de energía a los usuarios. Por lo tanto, el régimen contractual de subastas al que se refieren el Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan para fijar los precios a los cuales las comercializadoras pueden adquirir energía y las generadoras venderla, está llamado a incidir en forma directa e inmediata en el "régimen tarifario" y en las tarifas de energía al usuario. Por eso tal decreto y las resoluciones desconocen la "reserva legal" y exceden los límites de la facultad reglamentaria que tiene el Ministerio. La administración no puede crear un sistema contractual en el mercado de energía que modifique el régimen legal tarifario introduciendo en él elementos extraños con el pretexto laudable pero ilegal de promover el uso de fuentes especiales de energía". El Decreto 570, y las resoluciones, se expidieron, entonces, sin competencia legal para hacerlo.

En efecto, la Constitución se ocupa, y en bastante detalle, en crear un marco de reglas y principios para los servicios públicos domiciliarios, y en especial para su "régimen tarifario". La ley 1715, aunque contiene múltiples instrumentos para que el gobierno promueva el uso de fuentes no convencionales de energía renovable, no otorga competencia al Gobierno para usar el "régimen tarifario" al que la Constitución se refiere en el artículo 367, para hacer tal promoción y, mucho menos, para introducir reglas que dificulten la aplicación de los criterios allí enunciados. Por lo tanto, el esquema de contratación previsto en el Decreto 570 y en las resoluciones que lo desarrollan, excede la facultad reglamentaria que el Gobierno invoca en el encabezamiento del Decreto y que otorga el numeral 11 del artículo 189 constitucional. Ese exceso determina una "falta de competencia", que es causal de anulación de los actos administrativos según el artículo 137 de la ley 1437 de 2011, Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (en adelante CPACA).

Pasamos a explicarlo, comenzando por unas consideraciones sobre el contexto en el que debe examinarse el asunto.

La Constitución colombiana obliga al Estado a buscar el control, la preservación y la defensa del patrimonio ecológico (artículo 313, numeral 9). Lo obliga, también, a preservar la diversidad e integridad del ambiente (artículo 79), y a prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental (artículo 80). Señala, además, a todas las personas, el deber de proteger los recursos naturales y conservar un ambiente sano (artículo 95). Determina que la gestión fiscal del Estado incluye la valoración de los costos ambientales (artículo 267). Exige al Procurador General de la Nación proteger el derecho colectivo al ambiente (artículo 277), y crea una acción popular para que cualquier persona pueda pedir a la justicia decisiones para protegerlo, como derecho colectivo (artículos 77 y 88). Permite a los municipios gravar la propiedad inmueble, para financiar entidades que se ocupen del manejo, y conservación del ambiente, y de los recursos naturales renovables (artículo 317). Con propósito similar permite crear regalías respecto de la actividad minera (artículo 361). Y permite que la ley limite la libertad económica cuando sea necesario para el ambiente (artículos 333 y 334).

A la luz de tantas y tan amplias normas sobre asuntos ambientales, no cabe duda de que el Estado y las autoridades estatales tienen entre sus principales cometidos la preservación y defensa del ambiente. La Constitución exige que tales cometidos se alcancen,



en primer término, **a través de la ley**, esto es, el asunto ambiental tiene **"reserva de ley"**, y en particular, la Constitución quiere que los asuntos ambientales se regulen a través de leyes de intervención (artículo 334) y de la ley del Plan (artículo 339).

Pero, de otra parte, se sabe que la Constitución colombiana no solo se preocupa del ambiente y de la conservación de los recursos naturales, sino que dedica varios artículos (365 a 370, ambos inclusive) para crear el marco dentro del cual el legislador puede establecer el régimen de los servicios públicos domiciliarios. La Constitución destaca la importancia de tales servicios para obtener el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población.

Dentro de los servicios públicos domiciliarios, según el numeral 14.25 de la ley 142 de 1994, figuran la generación, interconexión, transmisión, comercialización, distribución y medición de energía. El servicio de energía es un "derecho fundamental por conexidad", ha dicho la Corte Constitucional, en cuanto tiene relación inmediata y directa con el disfrute de otros derechos fundamentales, como el derecho a la vida, a la salud, al agua y a la vivienda (Sentencia T-761/15, ponente Alberto Rojas Ríos). Y el artículo 4 de la ley 472 de 1998, en el literal "j" declara que existe un derecho colectivo al "Acceso a los servicios públicos y a que su prestación sea eficiente y oportuna"

La Constitución busca, ante todo, la expansión de la cobertura y que la prestación de los servicios públicos sea "eficiente", lo que significa, por lo general, que se haga obteniendo el mayor rendimiento posible de los recursos disponibles. No hay argumento constitucional con el que se pueda promover un uso ineficiente de recursos para prestar servicios públicos, o para reducir la eficiencia de la matriz energética y de las empresas que prestan servicios públicos.

El artículo 367 de la Constitución crea también una **"reserva de ley"** cuando indica que uno de los asuntos específicos de los que debe ocuparse la ley cuando regule los servicios públicos domiciliarios es el del **"régimen tarifario"**. La Constitución se ocupa, inclusive, de enunciar los criterios en los que deben basarse las normas respectivas, **reservadas al legislador**: "costos, solidaridad y redistribución de ingresos" y en los cuales debe basarse el Gobierno en los decretos y resoluciones de reglamentación del servicio público de energía. Es contrario a la Constitución cualquier régimen tarifario que conduzca a aumentos de costos con perjuicio de la eficiencia, o que no incluya un componente de "solidaridad", o que contribuya a concentrar el ingreso.

En todo caso, cuando el artículo 367 de la Constitución se refiere al "régimen tarifario" no establece ninguna conexión con el propósito de estimular la adopción de tecnologías orientadas a usar fuentes renovables no convencionales de energía, o, menos aún, que permita dejar de lado los criterios que el artículo 367 enumera. No significa ello que tal propósito sea incompatible u opuesto a lo que dispone la Constitución sobre "régimen tarifario"; lo que sí se observa es que ese propósito no es uno de los que, por naturaleza, hacen parte del "régimen tarifario" a cuyos criterios rectores la Constitución se refiere expresamente. Y puede afirmarse, en consecuencia, que para que tal propósito pudiera incorporarse en un acto administrativo para desarrollar el "régimen tarifario" del servicio público de energía, o de cualquier otro, debería estar expresamente previsto en una norma



legal, por ser todo esto materia de "reserva de ley", y, además, en todo caso, estar acorde con los criterios que han impuesto la Constitución y desarrollado las leyes 142 y 143 de 1994.

Advirtiendo la **especificidad** y la importancia de la norma constitucional sobre "régimen tarifario", y la "**reserva de ley**" en la materia, la ley 142 de 1994 señaló, en primer término, en el numeral 2.9, que el establecimiento de un "régimen tarifario" era uno de los fines de la intervención estatal que se autorizaba en esa ley. Y en el artículo 3 declaró que ese régimen sería uno de los instrumentos de intervención del Estado. Confió su protección a la Superintendencia de Servicios Públicos (artículo 79, numeral 33). Pero, sobre todo, dedicó todo el Título VI de la ley, y cuatro capítulos de ese Título, a crear **con detalles** todo el "régimen tarifario" previsto en la Constitución con "reserva de ley", de modo que los complementos técnicos indispensables, cuyo desarrollo, por delegación del Presidente de la República, corresponde a las comisiones de regulación, no deja espacios para usar el "régimen tarifario" con propósitos laudables pero no previstos en la ley.

Si bien es cierto que las funciones de señalar las políticas públicas generales de administración y control de la eficiencia de los servicios públicos domiciliarios se le asignaron al Presidente de la República (artículo 370 Constitución Política), éste en virtud del artículo 68 de la Ley 142 de 1994 delegó estas funciones en la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG, (Decretos 1524 y 2253 de 1994).

La ley 143, en el artículo 21, se inspira en la misma regla. El Presidente puede reasumir esas funciones, y la ley distribuir las competencias entre los Ministerios.

Por lo tanto, corresponde a la CREG, de conformidad con los artículos 23, 44 y 46 de la ley 143 de 1994, definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados, fijar las tarifas de venta de electricidad y los factores que deban aplicarse a las tarifas de cada sector de consumo, entre otras, siempre conforme con los principios y criterios establecidos en la Constitución y la ley.

Aquí cabe hacer una precisión: como indicamos arriba, el régimen contractual que se aplica a las empresas de servicios públicos del sector eléctrico cuando generan o adquieren energía incide directamente sobre el "régimen tarifario" al que tales empresas están sujetas. En efecto, los costos que resultan de los contratos con generadores o comercializadores deben ser incorporados en las tarifas que ellos cobren a los usuarios, en la forma que determinen la Comisión, o el Gobierno si decide asumir las funciones regulatorias de la Comisión. Esta relación directa entre los costos de adquisición de energía y las "fórmulas tarifarias" aparece en el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 1 del Decreto 570 de 2018.

El Decreto 570 tiene, pues, el propósito deliberado de incidir en el "régimen tarifario" de los servicios públicos imponiendo una forma contractual específica para que los agentes del sector determinen el costo de la energía que transan. Así se observa, con claridad, en su artículo 2.2.3.8.7.6 que ordena un "traslado a la fórmula tarifaria" de los "costos eficientes de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo" de que trata ese Decreto, a la tarifa de los usuarios finales. El Decreto por la vía de señalar lineamientos imperativos contractuales en el sector eléctrico, pretende imponer la forma de definir un parámetro específico para uno de los elementos de la fórmula tarifaria en el sector.



No es, sin embargo, admisible, que, para tomar medidas que inciden en forma expresa y directa en el "régimen tarifario", sujeto a "**reserva legal**" se invoquen como facultades normas muy generales que no mencionan siquiera ese "régimen" con la especificidad que lo menciona la Constitución y lo estructuran las leyes 142 y 143. El solo hecho de que se modifique el "régimen tarifario" con base en normas legales que no contienen una autorización especial para hacerlo, permite afirmar que tales modificaciones se han hecho sin facultad suficiente y que, por lo tanto, son anulables.

Ha dicho el Consejo de Estado, en sentencia del 19 de septiembre de 2016, de la cual fue ponente el Consejero Jaime Orlando Santofimio:

2.15. Por su parte, la Corte Constitucional, en diversos pronunciamientos, ha estudiado el contenido material de la potestad reglamentaria, sosteniendo que se trata de un tema siempre problemático y complejo, sobre todo en la definición de sus límites materiales frente a la ley; no obstante reconoce que, en lo que si hay consenso, es en que, en toda materia sometida por el constituyente a reserva de ley, **no se admite normativa reglamentaria de no haber sido tratada previamente por el legislador**, pues es este el llamado a producirla y, en consecuencia, que la reglamentación de la administración depende directamente del texto legal, quedando habilitada la administración directa e intemporalmente, no de manera exclusiva el Presidente de la República, por la sola presencia y existencia de la ley, para ejercer la potestad reglamentaria que considera oportuna y necesaria con el propósito de cumplir, hacer viable y ejecutorio los postulados de la norma legal. (Énfasis añadido en este documento).

Dada, pues, la "**reserva legal**" que el artículo 367 de la Constitución crea para los asuntos relacionados con el "régimen tarifario" de los servicios públicos, si el Congreso hubiera querido que la ley 1715 se utilizara con ese propósito debió advertirlo en forma expresa en el texto mismo de la ley. Como no lo hizo, ni en esa ni en otra ley cualquiera, debemos concluir que el Decreto 570 y las resoluciones que de él se derivan se expidieron **sin competencia**.

Al no haber autorizado la ley 1715 u otra cualquiera, en forma expresa, una modificación del "régimen tarifario" de los servicios públicos, de sus propósitos y principios, los actos administrativos a los que se refiere este documento exceden la facultad reglamentaria que crea el artículo 189, en el numeral 11, de la Constitución. Por ese motivo, el Decreto y las resoluciones son anulables.

Adelante explicaremos, además, como estos actos administrativos se oponen a los criterios de solidaridad y de redistribución de ingreso.

V. EL DECRETO 570 VIOLA LAS NORMAS CONSTITUCIONALES Y LEGALES SOBRE "RÉGIMEN TARIFARIO" DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS.



Según el artículo 137 del CPACA, los actos administrativos son anulables cuando se expiden "con infracción de las normas en que deberían fundarse". En nuestra opinión, y aparte de los vicios que se señalaron en los capítulos anteriores, el Decreto 570 de 2018 y las resoluciones que lo desarrollan, son anulables porque violan (i) las normas sobre libertad de contratación entre agentes del sector eléctrico; (ii) las normas sobre costos, que contienen esas leyes al tratar el asunto del "régimen tarifario"; (iii) las normas pro competencia que orientan todas las reglas de las leyes 142 y 143 de 1994; y, eventualmente, (iv), las normas sobre "redistribución de ingresos" y "sostenibilidad fiscal" que aparecen también en esas leyes, como expresión del expreso mandato constitucional.

1.-Violación de las normas sobre libertad de contratación.

Debe tenerse en cuenta que el Decreto 570 es, ante todo, un reglamento **para la contratación** a largo plazo de los proyectos de generación de energía eléctrica, que debe ser complementario de los reglamentos que ya existen en el mercado mayorista. El Decreto, en principio, promueve la contratación a largo plazo para **todos** los proyectos de generación en el sector, sin mencionar siquiera -salvo en cuanto invoca entre sus fundamentos legales la ley 1715- las fuentes no convencionales de energía renovable. Por supuesto, varios de los "lineamientos" que traza el Decreto toman en cuenta las ventajas que usualmente se atribuyen a tales fuentes de energía, como son, en particular, (i) el fortalecimiento de la matriz de generación ante riesgos relacionados con eventos de variabilidad y cambio climático; y (ii) la reducción de gases de efecto invernadero.

Ahora bien, ¿cuáles son las normas en donde deberían encontrarse las atribuciones necesarias para expedir válidamente el Decreto 570 y las dos resoluciones a las que se refiere este concepto? El Decreto 570 las identifica con toda claridad: son el numeral 11 del artículo 189 constitucional, el artículo 2 de la ley 143, y los artículos 6 y 7 de la ley 1715 de 2014. Por eso, debemos hacer, en primer término, una breve reseña sobre el alcance de tales normas. Y luego mostraremos cómo ellas -contra lo que dice que el Decreto 570- en realidad no contienen una autorización para imponer un régimen contractual sobre los agentes del sector como el que impone el Decreto 570, ni para adoptar algunas de las reglas específicas contractuales que crean ese Decreto y las dos resoluciones a las que se refiere este documento.

a.-El artículo 2 de la ley 143. El artículo 2 de la ley 143 encomienda al Ministerio de Minas y Energía -no al Ministro-, ejercer las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad y definir los "criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía," Y añade que el Ministerio promoverá el desarrollo de tales fuentes....". Dentro del Ministerio la facultad de regulación, según el artículo 21 de la ley 143, se encomienda a una "unidad administrativa especial", la Comisión de Regulación Energética, de la cual hace parte el Ministro. La Comisión debe trabajar para lograr los objetivos previstos en el artículo 20 de la ley, a saber:

Artículo 20.- En relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad



y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

Como se observa, la facultad de "regulación" que el artículo otorga al Ministerio está sujeta a la ley, y, en primer término, a la misma ley 143, que obliga al Ministerio en varios artículos a promover la competencia. No contiene el artículo 2 de la ley 143 una facultad para establecer procedimientos contractuales, especiales, vinculantes, entre agentes del sector, ni, mucho menos, para usar la regulación como instrumento para discriminar entre generadores o entre determinadas fuentes de energía.

b.-El artículo 6 de la ley 1715 de 2014. El Decreto 570 también enumera, entre las fuentes de las facultades que usó el Ministerio para expedirlo, los artículos 6 y 7 de la ley 1715 de 2014. Ambos artículos contienen una generosa lista de facultades para promover el uso de fuentes no convencionales de energía renovables. Y, por lo tanto, es preciso averiguar cuál es la relación de tales artículos con el Decreto 570 y con las normas sobre "régimen tarifario" que contienen las leyes 142 y 143 de 1994.

No existe una relación entre los asuntos **contractuales** a los que se refiere el Decreto 570 y las facultades que confiere el artículo 6 de la ley 1715. El **numeral 1** del artículo 6 de la ley 1715 se refiere a Zonas no Interconectadas, a reglamentos técnicos, y a otros asuntos que no parecen tener relación visible con la celebración de contratos de generadores a largo plazo; pero en todo caso en ese numeral se condiciona en forma expresa el uso de las facultades que allí se otorgan al Ministerio, a que se ejerzan de acuerdo con lo dispuesto en esa ley, pero también a lo que ordenan las leyes 142 y 143. De la misma manera, el **numeral 2** del mismo artículo 6, con facultades a la CREG, se ocupa ante todo de la autogeneración, pero además remite también, en forma expresa, las facultades que confiere a la CREG a los principios y criterios que la ley misma establece, pero también a los de las leyes 142 y 143. Lo mismo puede decirse de lo dispuesto en los demás numerales del artículo 6, cuya relación con los asuntos de la contratación a largo plazo de los generadores es muy difícil de percibir.

Pero la observación del artículo 6 de la ley 1715 permite afirmar que el legislador no ve contradicción entre lo que esa ley dispone y lo dispuesto en las leyes 142 y 143. Por lo tanto, cualquier aplicación que se haga del artículo 6 de la ley 1715 debe partir del supuesto de que lo que allí se manda, prohíbe o permite, no deroga ni altera lo dispuesto en las leyes 142 y 143.

b.-El artículo 7 de la ley 1715 de 2014. El artículo 7 de la ley 1715, a diferencia del artículo 6, sí se refiere en forma general, y no a asuntos especiales, a la promoción de las fuentes no convencionales de energía renovable. El artículo faculta para expedir una variedad de "lineamientos" con ese propósito. Pero, de la misma manera que algunos de los numerales del artículo 6 de la ley, identificados atrás, ordena que toda esa promoción se haga "conforme a las competencias y principios establecidos en esta ley y la ley 142 y 143 de 1994". Procede entonces repetir lo dicho arriba: cualquier aplicación que se haga del artículo 7 de la ley 1715 debe partir del supuesto de que lo que allí se dispone no deroga ni altera lo dispuesto en ambas leyes.



Así las cosas, en la medida en que el Decreto 570 tiene como asunto principal establecer los lineamientos que promuevan la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista, debió establecer entre tales lineamientos uno que obligara a tener en cuenta para esos efectos las disposiciones de las leyes 142 y 143 de 1994. No lo hizo.

Las leyes 142 y 143 contienen una serie de reglas sobre los contratos de las empresas de servicios públicos, entre las cuales sobresalen las que declaran que ese régimen contractual es el del derecho privado (artículos 32 de la ley 142 y 42 de la ley 143) y que, **por lo tanto, por regla general, es libre**. Esta libertad permite a las partes discutir las condiciones, modalidades, plazos, limitaciones, contenido y demás estipulaciones de los contratos; exige pues la garantía de las relaciones justas y libres pero ajustadas a la ley.

Y aunque ha sido tradición antigua y constante que las comisiones de regulación se ocupen en asuntos del régimen contractual de las empresas de servicios públicos, con normas imperativas, tal práctica, en nuestra opinión, es ilegal, salvo cuando las leyes la autorizan expresamente.

La ley 143 contiene algunas reglas de particular importancia en relación con los contratos que pueden celebrar las empresas del sector eléctrico. Así se observa en el **artículo 8**, que permite a la Comisión obligar a las entidades públicas a incorporar en sus contratos algunas de las cláusulas excepcionales al derecho privado que contienen las leyes sobre contratos estatales. Y se observa también en el **artículo 27** (suministro de combustible para generación térmica); en el **artículo 51** (contratos de compra garantizada de energía); en el **artículo 42** (libertad de contratación; contratos de suministro por parte de las empresas distribuidoras); en el **artículo 43** (contratos contrarios a la libertad de competencia); en los **artículos 55 a 65** (contratos de concesión); en el artículo 80 (reglas para los contratos de distribución de electricidad a cargo de empresas existentes en 1994); y en el **artículo 84** (igualdad de condiciones contractuales para nacionales y extranjeros).

Aunque no es objeto de este documento hacer un análisis detallado de todo el régimen contractual de las empresas del sector eléctrico para compararlo con el previsto en el Decreto 570 del 23 de marzo de 2018 y en las Resoluciones 40791 del 31 de julio de 2018 y 40795 del 1 de agosto de 2018, si es posible afirmar que el Decreto 570 y las resoluciones que de él se desprenden violan algunas de las normas legales sobre contratos que contiene la ley 143.



Para explicar esta afirmación, es preciso tener en cuenta que el propósito explícito del Decreto 570 es señalar "Lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica". Y al mirar el régimen que se deriva del decreto, se observa que limita en una forma sustancial la libertad de contratación en el sector. En efecto, la Resolución 40791 indica en su artículo 2 que ella "se aplica a los agentes del mercado de energía mayorista y a las personas naturales o jurídicas propietarias o representantes comerciales de proyectos de generación". La Resolución regula las transacciones entre generadores y comercializadores, únicamente (Artículo 8). La vigencia de los contratos será definida por el Ministerio de Minas y Energía, según dispone el artículo 8 de la Resolución. De la misma manera, la minuta del contrato será definida por el Ministerio, dispone el artículo 14 de la Resolución. Al Ministerio, además, se le encarga en el artículo 17, definir cuándo se realizarán las subastas, que son el mecanismo contractual que la Resolución crea, y cuál será la demanda que se busca atender mediante ellas. Corresponde al Ministro convocar la subasta, por medio de acto administrativo, en el que debe definir sus principales características. La posibilidad de participar en la subasta se limita a las personas que cumplan ciertos requisitos, a los que se refiere el artículo 19.

Además de establecer el medio, la oportunidad y los precios de contratación, la Unidad de Planeación Minero Energético – UPME en cumplimiento del artículo 14 de la Resolución 40791, publicó para comentarios la minuta de contrato para la compra y venta de energía media anual a largo plazo. En ella cual se fijan las obligaciones y los deberes de las partes, impone cláusula compromisoria como mecanismo para resolución de cualquier controversia y estipula cláusula de indemnidad a favor del generador, entre otras prestaciones. De esta manera convierte una actividad contractual que en principio es libre según norma expresa legal, en una en donde la libertad contractual desaparece de plano mientras que la voluntad de la burocracia del Ministerio invade todo su espacio.

Todo lo anterior viola, en forma flagrante, el inciso primero del artículo 42 de la ley 143, según el cual,

Las transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes. Se incluyen en este régimen las transacciones que se realicen a través de interconexiones internacionales.

La libertad a la que se refiere el artículo 42 no es, por supuesto, absoluta. Arriba enumeramos diversas normas legales que limitan esa libertad. Y el Ministerio puede, por supuesto, reglamentar las leyes 1715 y 143, pero cualquier reglamento de cualquier parte de ellas debe someterse al artículo 42 de la ley 143 mientras no haya un principio o una regla legal explícita que contenga un límite a la libertad contractual. Pero, como se puede advertir de la cita que hicimos respecto del contenido del Decreto 570 y de la Resolución 40791, los contratos a los que se refieren una y otra norma, están lejos de ser "libres"; solo pueden celebrarse por medio de una subasta; la oportunidad de su celebración no depende de las partes sino de una decisión administrativa; su contenido no es el que disponen las leyes sino el que determinan el Decreto 570 y la Resolución 40791; los precios resultantes no serán los que acuerden las partes, sino los que aparezcan como resultado de una subasta.



2.-Violación de las normas sobre determinación de los costos para definir las "fórmulas tarifarias".

El Decreto 570, la Resolución 40791 y el proyecto de Resolución publicado por la CREG mediante Resolución 121 de 2018¹², violan el inciso segundo del artículo 92, el artículo 98 de la ley 142 de 1994 y, de contera, el artículo 13 de la Constitución, y los numerales 2 y 3 del artículo 3 del CPACA. De acuerdo con el artículo 92 de la ley 142,

RESTRICCIONES AL CRITERIO DE RECUPERACIÓN DE COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN. En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia.

Con ese propósito, al definir en las fórmulas los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares, pero que sean más eficientes. (Las subrayas no son del original).

Esta norma no se acata en los actos a los que se refiere este documento. En efecto, tal como advierte el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 570, los costos que resulten al generar contratos de compra de energía por el procedimiento de subastas que hoy organiza la Resolución 40791, deben trasladarse a la fórmula que indica qué tarifa deben pagar los usuarios. Pero el artículo 92 de la ley 142 obliga a incorporar a las fórmulas tarifarias los costos **que existan** en empresas similares eficientes, no lo que se espera que existan. Según el artículo 92 de la ley, si **con el paso del tiempo** hay una reducción en los costos de las empresas, las fórmulas tarifarias deben prever cómo se traslada esa reducción a los usuarios; pero la norma no permite dar ventajas a unos generadores sobre otros, teniendo en cuenta costos que no existan en empresas similares, y solo porque exista la profecía de que los agraciados reducirán, más adelante, sus costos.

Los actos a los que se refiere este documento, y en particular el artículo 2.2.3.8.7.6, visto dentro del contexto que esos actos crean, contradice en forma evidente el artículo 92 de la ley 142. Según el artículo 92, los costos que se tienen en cuenta al definir las fórmulas tarifarias deben provenir de las **empresas que operen en condiciones similares**, pero que sean **más eficientes** que las empresas para las cuales se define la fórmula. Si las empresas que usan fuentes no convencionales de energía renovable tienen, en el momento de la subasta, costos económicos más bajos que los de otras empresas del sector, ellas podrían ganar la subasta sin necesidad de crear un régimen contractual especial; si acaso

¹² El proyecto de resolución "Por la cual se establecen las condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía y la fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado", se publicó para comentarios del público con la Resolución 121 del 14 de septiembre de 2018 y a la fecha se encuentra todavía en la fase de comentarios.



pueden obtener beneficios en la subasta, gracias únicamente al régimen contractual derivado del Decreto 570, resulta evidente que este se opone al artículo 92 de la ley 142.

El Decreto 570 y la Resolución 40791 violan el artículo 92 de la ley 142 porque en las reglas de la subasta para la contratación de energía comparan, a propósito, **empresas que no son similares**, esto es, comparan las empresas que ofrezcan usar fuentes no convencionales de energía renovable, con las empresas que usan las fuentes convencionales, y, sobre todo, porque los criterios de comparación están dirigidos para que las primeras tengan una ventaja sobre las segundas. De esa comparación entre **empresas disímiles** se obtienen los precios de los contratos que el Decreto 570 obliga a incorporar en las fórmulas de las tarifas que deben pagar los usuarios.

Pasamos a explicar esto.

El Decreto 570 de 2018, y las resoluciones que lo desarrollan, introducen, de manera injustificada, una ventaja para los generadores de energía que usen fuentes no convencionales de energía ("FNCE"). Esa ventaja viola el artículo 92 de la ley 142.

Colombia ha adquirido compromisos internacionales para reducir sus emisiones de carbono y para ampliar la oferta energética renovable. Sin embargo, inclusive para lograr estos fines, el Gobierno debe acatar la Constitución y las normas legales; el fin – por más loable que sea – no justifica el desconocimiento de las normas respectivas.

El Decreto 570 de 2018 y las Resoluciones 40791 y 40795 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, **comparan en las subastas a empresas disímiles**, y generan un **trato privilegiado** para los productores de energía complementaria frente a los mecanismos existentes en el MEM, pues les da una ventaja sobre productores que usen fuentes convencionales de generación. La ventaja consiste en que los criterios de calificación que se usan para asignarle puntaje a los proyectos ofrecidos están "direccionados" en favor de aquellos proyectos que usen fuentes no convencionales de energía. A continuación explicamos en qué consiste dicha ventaja.

La Resolución 40791 de julio de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, "por el cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista" (Resalto y Subrayo) define un mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica (Artículo 1 de la Resolución), el cual establece una subasta cuyo producto será "un contrato de energía media anual a largo plazo entre cada generador y comercializador" (Artículo 8 de la Resolución).

En el artículo 34 de la misma Resolución se fijan las fuentes energéticas que la UPME considerará para la subasta, y entre ellas enumera fuentes complementarias y convencionales tales como:

Recurso hídrico en la macrocuenca Cauca-Magdalena
Recurso hídrico en la macrocuenca Caribe
Recurso hídrico en la macrocuenca Pacífico
Recurso hídrico en la macrocuenca Orinoquía

Recurso hídrico en la macrocuenca Amazonía
Gas natural de producción doméstica
Gas natural importado
Gas licuado de petróleo de producción doméstica
Gas licuado de petróleo importado
Carbón
Combustibles líquidos (jet fuel, fuel oil)
Biocombustibles (biodiesel, biomasa, biogás)
Residuos sólidos urbanos
Recurso eólico
Recurso solar
Energía de los mares
Recursos orgánicos
Otros

No obstante lo anterior, los criterios de calificación **comparan empresas disímiles**, no los **costos de generación** de las empresas similares, y están dirigidos a favorecer a aquellos proyectos de generación de energía eléctrica alternativa, como explicamos en seguida. La Resolución, como se observa, evita cumplir con la regla del artículo 92, que impone comparar costos de empresas similares; y lo que busca es comparar **costos de empresas que no son similares**.

El primer criterio – el “Criterio de resiliencia” - se encuentra en el artículo 34 de la Resolución 40791. Este criterio consiste en la capacidad del generador de evitar llegar al precio de escasez ante la variabilidad y cambio climático, ya que en la actualidad la matriz energética se basa principalmente en la generación de energía hídrica.

Bajo este criterio, todos los proyectos cuya fuente de energía sea hídrica obtendrán, en la comparación, un puntaje desfavorable, ya que son los más sensibles a fenómenos como “El Niño”, asociados con la variabilidad y el cambio climático. De hecho, de acuerdo con la Circular Externa No. 030-2018 de la UMPE mediante la cual publicó para comentarios el “borrador de criterios de calificación”,¹³ los proyectos que superen el índice de Shannon Wiener de 1.412655 recibirán como resultado de la evaluación UNO (1) y aquellos que no lo superen CERO (0), teniendo en cuenta que – según esta misma Circular - los proyectos hídricos dentro de la fórmula que contempla el índice referido tendrían un puntaje negativo.

El segundo criterio relevante para la comparación es el de la “Complementariedad de recursos”, establecido en el artículo 35 de la Resolución 40791 de julio de 2018. Este criterio consiste en un coeficiente que relaciona la producción energética de la macrocuenca (hídrica) con la producción de una fuente alternativa, de manera que entre menos relacionados estén el uno con el otro, más complementarios son (y más alto es el puntaje resultante).

¹³ Borrador de criterios de calificación de la primera subasta según Resolución MME 40795 del 1 de agosto de 2018, publicado en la página web de la UPME: http://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Subastas/Borrador_Criterios_Calificacion_subasta_L_P.pdf



Conforme al documento técnico de la Circular de la UMPE, atrás citado, únicamente deben reportar el coeficiente los proyectos de generación a partir de fuentes renovables de energía cuya calificación será de UNO (1) para aquellos proyectos que tengan un coeficiente de Pearson menor o igual a cero, y aquellos cuyos coeficientes sean mayores a cero recibirán como resultado el coeficiente multiplicado por menos uno (-1). A su vez, los proyectos con fuentes diferentes a recursos renovables y las plantas de generación operadas al 31 de diciembre de 2017 recibirán un puntaje igual a cero (0). De esta manera se deja claro que las fuentes alternativas de producción de energía tendrán, en la comparación, un puntaje mucho más favorable que las convencionales, **gracias, precisamente, a que no son similares a éstas**; y sin atender a los costos reales de la generación. Entonces, este criterio elimina de plano, en la comparación, la opción de competir a los productores de energía con fuentes convencionales, otorgando una ventaja a las empresas que producen energías con fuentes no convencionales. El criterio legal de comparación entre empresas similares, y el de atender costos reales de generación, se dejan de lado, en forma deliberada.

El tercer criterio de la comparación deja en más clara evidencia la intención del Ministerio por favorecer al sector económico de producción de energías no convencionales, discriminando entre empresas y sin atender a los costos reales de generación. El artículo 37 "Criterio de Reducción de Emisiones", marca con uno (1) a los proyectos de generación con factor de emisiones igual a cero (0), y de cero (0) a (1) los proyectos de generación con emisiones diferentes a cero. Esto evidencia la clara diferencia y desventaja que tendrían las fuentes convencionales de generación de energía, gracias a la alteración del régimen contractual y del régimen legal tarifario. El gobierno ha debido usar otros instrumentos legales, y su presupuesto, para buscar el control de emisiones.

En consonancia con lo anterior, la Resolución 40795 de agosto de 2018 del Ministerio de Minas, "por el cual se convoca a la primera subasta de contratación a largo plazo de energía eléctrica y se define los parámetros de su aplicación" estima, para la subasta, una calificación mínima de 50 puntos por la totalidad de los criterios para poder ser considerados en el proceso de adjudicación de la subasta. Los puntajes que resultan de la aplicación de cada uno de estos criterios se "normalizan" con la aplicación de una fórmula que arroja un valor entre 0 y 100 (Artículo 38 de la Resolución 40791 de 2018); luego, a cada criterio se le asigna un ponderador que equivale a 0.25 para obtener así el puntaje total de cada proyecto (Art. 5 de la Resolución 40795 de 2018).

De ahí la importancia de analizar el direccionamiento de los criterios de comparación de costos, que no se establecen para buscar similitudes, como ordena la ley 142, sino que, por el contrario, se crean para generar diferencias, apartándose de los principios rectores del artículo 92 de la ley 142 y de las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad

La modificación de la fórmula tarifaria que se encuentra en el proyecto de resolución publicado mediante Resolución 121 de 2018 de la CREG cambia por completo la estructura del componente, *G* (costos de compra de energía) de la "fórmula general de costos establecida en la Resolución 031 de 1997.

Por un lado, debe observarse que en la Resolución 031 se fijó que la CREG la CREG determinaría del valor correspondiente al costo de compra de energía, teniendo en cuenta:



(i) los precios ponderados del Mercado de Energía Mayorista, (ii) los índices de precios al productor total nacional y (iii) un factor de ponderación determinado por la CREG, de lo que resulta una cifra que equivale al costo de compra de energía que se puede trasladar al usuario final siendo un costo igual para todos los comercializadores y por ende, un valor igual para todos y cada uno de los usuarios en concordancia con el principio de neutralidad.

Por el otro lado, es claro que en el proyecto de resolución publicado mediante Resolución 121, resulta un valor diferente de costos de compra de energía para cada una de las comercializadores de energía y por ende un valor distinto para cada usuario final, cada región y cada estrato socioeconómico. Pues el valor se determina por: las cantidades y costos promedio de la energía comprada por el **comercializador en particular** proveniente de los contratos bilaterales, contratos de largo plazo adjudicado por el Ministerio de Minas y Energía y de las transacciones ejecutadas en el Mercado de Energía Mayorista.

Esta nueva fórmula que se propone en virtud del Decreto 570 es evidentemente contraria a la ley, pues viola de manera directa, entre otras, el artículo 98.3 de la Ley 142 de 1994 que se refiere a:

Artículo 98. PRÁCTICAS TARIFARIAS RESTRICTIVAS DE LA COMPETENCIA.

Se prohíbe a quienes presten los servicios públicos:

(...)98.3. Discriminar contra unos clientes que poseen las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, y aún si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas.

Y adicionalmente, el proyecto de que se publicó mediante la Resolución 21 es contrario al artículo 44 de la Ley 143 de 1994 que fija los criterios en los que debe basarse el régimen tarifario para usuarios finales regulados, entre ellos el de neutralidad que prohíbe tarifas disímiles para clientes y empresas, y el principio de solidaridad y redistribución del ingreso:

ARTÍCULO 44. El régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los **precios de un mercado competitivo**, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía, manteniendo a la vez el **principio de solidaridad y redistribución del ingreso mediante la estratificación de las tarifas.**

(...)

Por neutralidad se entiende que usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no residenciales del servicio de electricidad, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios.

En virtud del principio de neutralidad, **no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico**, para lo cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá el período de transición y la estrategia de ajuste correspondiente.



De acuerdo con este análisis, la imposición de las medidas previstas en el Decreto 570 y en las Resoluciones 40791 y 40795 de 2018 para determinar los costos de la adquisición de energía, en cuanto obliga a comparar costos de empresas disímiles, y da ventajas en la comparación a las empresas que usan fuentes no convencionales de energía renovable, viola las normas sobre comparación de costos de empresas similares que deben seguir las autoridades al construir las fórmulas tarifarias y afecta de manera directa al consumidor regulado. Por esta razón, también, consideramos que el Decreto y la Resolución son anulables.

3.-Violación de las normas sobre promoción de la competencia.

Pero, además de los vicios anotados arriba, el Decreto 570 y la Resolución 40791, violan el artículo 3 de la ley 143, que, en concordancia con el artículo 20 de la misma ley, entre otros, ordena al Estado, **en primer término**, promover la competencia en el sector.

Sin embargo, como se deduce también de la explicación que dimos en la sección inmediatamente anterior, el Decreto y la Resolución son opuestos a la promoción de la competencia, en cuanto (i) impiden celebrar transacciones para la adquisición de energía entre comercializadores y generadores por procedimientos contractuales distintos al de las subastas; y en cuanto (ii) la posibilidad de participar en la subasta se limita a las personas que cumplan ciertos requisitos, a los que se refiere el artículo 19 de la Resolución 40791.

No se discute que el artículo 2 de la ley 143 ordena y permite al Ministerio definir "los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país", y promover "el desarrollo de tales fuentes..." Pero ello no significa que pueda dejar de lado el principio de libertad contractual y de formación convencional de precios que proclama el artículo 42 de la misma ley, y que es el núcleo mismo de la competencia empresarial. Para cumplir con las funciones que señala el artículo 2 de la ley 143, cuyo beneficio no se discute, el Ministerio debe usar otros mecanismos, en particular, los de la política tributaria o presupuestal, sin interferir en la libertad contractual de los agentes del sector –requisito fundamental de la competencia.

Además, la forma de definir los costos de compra de energía de las empresas a la que nos hemos referido arriba, viola también las reglas sobre competencia, pues al descartar a los proyectos de la industria de energía convencional, se crea un **mercado exclusivo** para los generadores de energía no convencional cuyas características no son similares o comparables con las del MEM. El hecho de crear un mercado aparte, al comparar empresas disímiles para introducir en la fórmula tarifaria como un costo el resultado de los contratos que resulten de estas especiales subastas, es contrario a las reglas de competencia, entre otras cosas, porque no es claro que el MEM no tenga la capacidad o no pueda adaptarse para que los oferentes de contratos basados en FNCE participen en él.

Al crear un mercado aparte sometido al mecanismo de la subasta, se fracciona la oferta de energía, se imponen y modifica conductas, se limita la libre elección y, por ende, se limita la competencia entre los productores y comercializadores de energía.

La heterogeneidad de los contratos contribuye a la opacidad del sector y, en últimas, a que sea difícil comparar transacciones para aprovechar los precios más bajos que deberían resultar de la competencia.

Por este motivo, pues, tanto el Decreto 570 como las resoluciones a las que se refiere este documento reducirían o impedirían la competencia en el sector, se traducirían en ventajas para ciertos competidores – los productores de FNCE –, en la exclusión de otros, y en el fraccionamiento de los mercados, en perjuicio final de los usuarios. Estos aspectos nos llevan a considerar que el Decreto y las resoluciones violan las normas que obligan al Ministerio a promover la competencia, lo cual implica que sean anulables.

4.-Violación de las normas sobre "redistribución de ingresos" y "sostenibilidad fiscal".

Cuando el artículo 367 de la Constitución enumera los elementos que definen la naturaleza del "régimen tarifario", incluye el de "redistribución de ingresos". A su vez, el artículo 334 constitucional señala que la intervención en la economía debe tener lugar en un marco de "sostenibilidad fiscal", dentro del cual "el gasto público social" será prioritario. El Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan, violan el artículo 367 de la Constitución y los artículos 73.23 87.3, 89 y concordantes de la ley 142 y 6 y 44, de la ley 143, en cuanto estos últimos obligan a promover la "redistribución de ingresos" mediante subsidios públicos, previstos en el régimen tarifario, y no mediante alteraciones en las tarifas resultantes para los usuarios, por cambios en el régimen tarifario y en el sistema contractual. De la misma manera, el Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan se oponen al artículo 334 de la Constitución, en cuanto no toman en cuenta el impacto fiscal que pueden tener sobre los subsidios a cargo del sector público por efecto del sistema contractual que imponen en el sector eléctrico.

La Constitución se ocupó, especialmente, de asegurar que las personas de menores ingresos pudieran atender sus necesidades de servicios públicos, pero diseñó para ello un instrumento específico: los presupuestos de las entidades públicas (artículo 368). Tales presupuestos, según los artículos 87.3 de la ley 142, y según el artículo 3 de la ley 143, deben servir de fuente para financiar los subsidios de energía a las personas más pobres.

Los presupuestos públicos se financian, ante todo, con ingresos que aportan los contribuyentes y las personas más activas en la economía. Tomar recursos de esos presupuestos para financiar el gasto en servicio público de las personas más pobres, es una forma de "redistribuir el ingreso". Es la forma prevista en las leyes 142 y 143 de 1994.

Sin embargo, como hemos señalado arriba, según el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 570, los costos que resulten al generar contratos de compra de energía por el procedimiento de subastas que impone la Resolución 40791, deben trasladarse a la fórmula que indica qué tarifa deben pagar los usuarios. **Todos** los usuarios, en principio, no importa cuál sea su ingreso. De esta manera, mientras que solo algunas personas contribuyen con sus impuestos a financiar los presupuestos públicos, todas las personas que usan servicios públicos pagan tarifas por ellos. Desde ese punto de vista, en principio, trasladar a las tarifas de los servicios públicos los costos artificiales que impone el sistema contractual que se deriva del Decreto 570 -mientras esos costos no sean inferiores actualmente a los que



podrían definirse por medio de otro tipo de contratos- implica un sesgo inconstitucional e ilegal hacia la concentración de ingresos en el país.

Ahora bien, existe un régimen de subsidios en relación con las tarifas de servicios públicos, en favor de personas de estratos 1 y 2 y, eventualmente, del estrato 3. Sin embargo, desde el artículo 80, numeral 1, de la ley 142, y desde el artículo 47 de la ley 143 y en el artículo 3 de la ley 632, el legislador previó subsidios del 20% para el valor de los servicios que se cobren a las personas de menores ingresos. La existencia de este subsidio, sin embargo, no evita el tener en cuenta que al aumentar artificialmente el valor de la tarifa, por obra de las ventajas que se dan en el Decreto 570 y en las resoluciones derivadas a ciertos generadores, aumenta de todas maneras el aporte que se espera del usuario y por ende los subsidios a los que algunos de los usuarios tienen derecho. En principio, pues, mientras los costos que resulten del sistema contractual impuesto por el Decreto 570 y las resoluciones no sean inferiores al hacer la subasta a los de empresas similares que podrían definirse por medio de otro tipo de contratos, estas normas serían contrarias, en la práctica, al mandato constitucional sobre redistribución de ingresos en el sistema tarifario.

¿Serán menores los costos de la energía al aplicar el Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan que los que podrían obtenerse por otros sistemas contractuales? El mismo sistema de diseño de la subasta supone que no lo son, y que los generadores con fuentes no convencionales de energías renovables tienen costos más altos que los demás, así se prevea que en el futuro puedan cambiar las cosas. Pero para responder la pregunta con mayor exactitud se requieren demostraciones económicas, que no son objeto de este documento. En todo caso, es interesante anotar que en el documento al que se refieren los "Antecedentes" de este concepto, los funcionarios del Ministerio se limitan a afirmar que los costos de las fuentes no convencionales de energía renovable tienden a disminuir **a través del tiempo**. Lo que se percibe, entre líneas, es que esos costos son **superiores hoy** a los que se forman mediante otro tipo de contratos en el mercado.

Ahora bien, si, como parece probable, el sistema contractual que imponen el Decreto 570 y las resoluciones que lo desarrollan se traduce, en el futuro inmediato, en aumentos en las tarifas de electricidad, los presupuestos públicos deberán destinar mayores recursos a los subsidios. Y no se encuentra en los antecedentes del Decreto 570, ni de esas resoluciones, un análisis del impacto que ello tendría sobre la "sostenibilidad fiscal" de las entidades públicas. En ese sentido, todos estos actos administrativos violan el mandato constitucional que impone usar un marco de sostenibilidad fiscal para alcanzar los objetivos del Estado social de derecho.

Si se pudiera demostrar pericialmente que el Decreto 570 y las resoluciones, en cuanto eventualmente lleven a un aumento de las tarifas de energía, tienen un impacto negativo sobre la "redistribución del ingreso" y sobre la "sostenibilidad fiscal" de las entidades que financian los subsidios eléctricos, esa demostración haría que los actos aludidos fueran anulables.



VI. RECOMENDACIÓN: ACCIÓN DE NULIDAD Y SUSPENSIÓN PROVISIONAL.

En nuestra opinión, el remedio judicial más idóneo para impugnar la validez del Decreto 570 de 2018 y sus reglamentaciones es la acción, o "medio de control", de nulidad simple. Lo anterior, por ser el Decreto un acto administrativo de carácter general cuya anulación no produce, en principio, efectos sobre una persona en particular, sino solo para restablecimiento del orden jurídico.

La "acción" o "medio de control de nulidad" no implica ningún tipo de indemnización o restablecimiento del derecho particular, ya que su único objetivo es privar de todo efecto un acto administrativo, por una o más de las causales que establece el artículo 137 del CPACA. Nótese que la presentación de una demanda en la que se invoque esta "acción" o "medio de control" no requiere agotar previamente requisitos de procedibilidad; la demanda se puede interponer de manera directa, y la "acción" o "medio de control" no tiene término de caducidad.

La demanda¹⁴ se presentaría al Consejo de Estado, para un proceso de única instancia (Artículo 149, numerales 1 y 2, del CPACA) contra la Nación, representada por el Ministro de Minas y Energía. En la misma demanda se haría uso de la facultad de acumulación, prevista en el artículo 165 del CPACA, y, por lo tanto, se demandarían también las resoluciones 40791 y 40795 de 2018.

Sería muy conveniente disponer de un buen peritazgo para reforzar, con argumentos económicos, algunos de los aspectos jurídicos que plantea este documento, y en particular lo relacionado con los efectos de "concentración de ingresos" y de impacto sobre la "sostenibilidad fiscal" que podría derivarse del sistema de subastas regulado por el Decreto 570 y las resoluciones.

De llegarse a declarar la nulidad del Decreto 570 de 2018, todos los actos administrativos expedidos con fundamento en dicho Decreto perderían su carácter ejecutorio. Este fenómeno se denomina "decaimiento del acto administrativo". En palabras del Consejo de Estado¹⁵:

[E]l decaimiento de un acto administrativo se produce cuando las disposiciones legales o reglamentarias sobre las cuales se sustenta o se fundamenta su expedición desaparecen del ordenamiento jurídico, como

¹⁴ Los artículos 217 y 223 del CPACA permiten que la SIC pueda intervenir en el proceso de dos maneras: (i) A través de un informe escrito bajo juramento sobre los hechos de la demanda, que se debe solicitar como prueba en la demanda y, (ii) como coadyuvante del demandante para que apoye las pretensiones de nulidad del Decreto 570 en relación con el trámite de abogacía. La intervención como coadyuvante debemos solicitarla formalmente ante la SIC, una vez se radique la demanda, pero es potestativo que la SIC intervenga.

¹⁵ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección "A", Consejero Ponente: Carlos Alberto Zambrano Barrera, "Sentencia del 19 de julio de 2017", radicación 68001-23-33-000-2015-01318-01(56696).



consecuencia de su derogatoria o de la declaratoria de inexecutable de aquéllas; además pierde obligatoriedad y no se puede ejecutar el acto cuando es suspendido por la jurisdicción contenciosa administrativa. Una vez ocurre el decaimiento de un acto administrativo, la consecuencia jurídica que se produce es impedir que hacia el futuro siga produciendo efectos. El legislador ha señalado aquellos eventos en los cuales los actos administrativos, a pesar de no haber sido declarados nulos por la jurisdicción contenciosa administrativa, no son obligatorios (art. 91 de la Ley 1437 de 2011), uno de los cuales es el decaimiento del acto administrativo, que ocurre cuando desaparecen los fundamentos de hecho y de derecho que motivaron su expedición.

El efecto de la anulación sobre los eventuales contratos celebrados sería más complejo de analizar, y excede los límites de este documento.

También es posible, con la demanda de nulidad, solicitar la suspensión provisional del Decreto 570 de 2018 y de las resoluciones. Esto se basa en el artículo 231 del CPACA que dispone:

Cuando se pretenda la nulidad de un acto administrativo, la suspensión provisional de sus efectos procederá por violación de las disposiciones invocadas en la demanda o en la solicitud que se realice en escrito separado, cuando tal violación surja del análisis del acto demandado y su confrontación con las normas superiores invocadas como violadas o del estudio de las pruebas allegadas con la solicitud.

Nótese que hay múltiples precedentes en los que el Consejo de Estado decreta la suspensión provisional de un acto administrativo objeto de un proceso de nulidad. En particular, hay precedentes en los cuales la suspensión se produjo por no haber cumplido el acto con los requisitos de la "abogacía de la competencia". Por ejemplo, el Consejo, mediante auto del 30 de abril de 2018, en el negocio radicado como 11001032400020160048100, decretó la suspensión provisional de un acto administrativo (Resolución 2163 del 2006) mediante el cual el Ministerio de Transporte "expidió el reglamento de ofrecimiento y prestación del Servicio público de transporte terrestre automotor en la modalidad individual en el nivel de lujo..." porque no agotó el procedimiento de la "abogacía de la competencia".

Los cargos que se harían en la demanda se basarían en la falta de competencia y en las violaciones de normas a las que se refiere este documento. Eventualmente los cargos se reforzarían con nuevas citas jurisprudenciales y doctrinales, y con un análisis más detallado de las normas que aquí se citan, o de otras que tengan relación directa con la controversia.

Atentamente,

HUGO PALACIOS MEJÍA
Socio
Estudios Palacios Lleras S.A.S.

Comentario 9

De: Diana María Chamorro Benítez

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 15:53

Asunto: RV: OFICIO 5800849722018 COMENTARIOS RESOLUCION MME 40791 2018



Consecutivo: 5800849722018
Santiago de Cali, 23/11/2018 03:14:55 p.m

Doctora:
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
MINISTRA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
CALLE 43 NO. 57 - 31 CAN - BOGOTÁ D.C., COLOMBIA
BOGOTA

ASUNTO: Comentarios a la propuesta por la cual se modifica la Resolución
MME 40791 de 2018.

Cordial saludo,

Es para EMCALI relevante que el ministerio presente a comentarios la propuesta de modificación de la resolución MME 40791 de 2018, donde define las reglas para la participación en la subasta de energía, a continuación presentamos los comentarios al respecto:

1. Artículo 4, modificadorio del Artículo 8 de la 40791: establece que el producto a subastar "...se asignará en la subasta de que trata el CAPÍTULO IV de la presente Resolución será un contrato de energía media anual a largo plazo entre cada generador y comercializador que hayan sido adjudicados en dicho proceso..."

Dado el mecanismo de adjudicación entre compradores y vendedores, los compradores perciben un riesgo tecnológico alto, ya que el perfil horario del contrato depende de la tecnología del proyecto con quien resulte adjudicado el comprador. Existe entonces una asimetría entre la predictibilidad del perfil horario de venta y el perfil horario de la compra, elevando los riesgos para el comprador y dificultando la planeación por parte de este.

Con el fin de administrar este riesgo, se propone que la adjudicación se haga global con el fin de obtener una curva horaria agregada de los proyectos adjudicados y una curva horaria agregada para todos los compradores; de esta manera se allana la asimetría en la predictibilidad de la curva horaria y la discriminación de tecnología hacia los compradores.



Consecutivo: 5800849722018
Santiago de Cali, 23/11/2018 03:14:55 p.m

2. Artículo 4, modificatorio del Artículo 8 de la 40791: establece que el tipo de contrato es "...pague lo contratado asociado a un porcentaje de la generación ideal horaria...". Esta definición realmente no corresponde a un pague lo contratado, sino a un contrato tipo pague lo generado porcentual, asociado a un porcentaje de la generación horaria.
3. Artículo 6, modificatorio del Artículo 10 de la 40791: establece como obligación del vendedor "...Ofrecer a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual...". Sin embargo, el comprador debe tener el derecho de la primera opción sobre al menos el mismo porcentaje de la generación establecido en el contrato, por lo tanto esta obligación debería quedar así: "...Ofrecer a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el mayor valor entre el porcentaje establecido en el contrato y el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual...".
4. En la misma anterior modificación del Artículo 10 de la 40791, falta establecer el procedimiento del ejercicio de la primera opción de compra por parte del comprador, por ejemplo estableciendo los tiempos en los cuales el comprador debe ejercer la opción, receptor de la notificación de dicho ejercicio, etc.
5. Artículo 8, modificatorio del Artículo 12 de la 40791: establece "...Si el balance anual indica que la suma de la generación ideal del proyecto, destinada para el cumplimiento del contrato durante ese año, es mayor o igual al 80% y menor al 90% de la energía media anual contratada, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre la suma de la generación ideal del proyecto durante ese año que haya sido destinada para el cumplimiento...". En el entendido que se trata de una compensación de costos al comprador, y dado que la diferencia entre el precio del contrato y el precio de bolsa puede ser positiva o negativa, se solicita aclarar con fórmulas como se aplica dicha compensación.
6. En el mismo artículo anterior, cuando el balance está entre el 90% y el 100%, el vendedor va a recibir un pago en el año t, por una energía que realmente va



Consecutivo: 5800849722018
Santiago de Cali, 23/11/2018 03:14:55 p.m

a entregar en el año t+1. Como se compensa para el comprador el valor del dinero en el tiempo?

7. Artículo 9, modificatorio del Artículo 13 de la 40791: establece que "...El porcentaje de la generación ideal horaria de la planta y/o unidad de generación adjudicada que se destine para cubrir los contratos asignados mediante el mecanismo de que trata la presente Resolución no podrá ser modificado durante la vigencia del contrato y en todo caso deberá ser mayor o igual al 50% de dicha generación horaria...". Dado que las liquidaciones realizadas por el ASIC deben ceñirse estrictamente a las reglas, la restricción descrita en el sentido que "...en todo caso deberá ser mayor o igual al 50% de dicha generación horaria..." debe ser establecida en las reglas de adjudicación de la subasta y NO en las reglas de liquidación del mercado. El liquidador NO puede tomar decisiones que no estén expresamente contenidas en los contratos y en las reglas. Una restricción de mínimo % de adjudicación de contratos debe ser establecida al momento de adjudicar los contratos en la misma subasta.
8. Artículo 10, modificatorio del Artículo 15 de la 40791: establece las condiciones de cesión del contrato. "... El vendedor que tenga contratos de largo plazo vigentes, adjudicados durante la subasta de la que trata la presente Resolución, podrá cederlos a otro agente generador de acuerdo con las siguientes condiciones...". Se solicita establecer las condiciones que debe cumplir el proyecto del cesionario, en cuanto a tamaño del proyecto y su capacidad para cumplir la energía del contrato, y si se acepta o no se acepta que el cesionario presente más de un proyecto para cumplir el contrato cedido.
9. Artículo 10, modificatorio del Artículo 15 de la 40791: establece que "...En caso de toma de posesión para liquidación, el contrato se deberá ceder al (los) nuevo(s) comercializador(es) que atienda(n) a los usuarios del comercializador cedente...". Este artículo requiere un mayor desarrollo, ya que se debe contar con la voluntad del eventual comercializador cesionario. Aclarar si es un derecho, si es una obligación, o si se trata de una primera opción para ese o esos comercializadores cesionarios. Así mismo, en caso que existieran varios comercializadores cesionarios interesados, debe aclararse el procedimiento de asignación del contrato a ceder, si debe realizarse una nueva subasta cerrada entre estos interesados ó si se realiza un procedimiento administrado y quien debe realizarlo.



Consecutivo: 5800849722018
Santiago de Cali, 23/11/2018 03:14:55 p.m

10. Dado que se pretende eliminar el valor del 10% de la energía mínima horaria, durante todas las horas del año de la obligación del vendedor de entrega de energía al comprador, esta disminución del valor mínimo horario de energía, aumenta el riesgo de cobertura horaria del comprador, al concentrar su energía no cubierta por el contrato hacia las horas no solares, y en particular en los periodos de la máxima demanda del sistema. Esta eliminación desestimula al comprador y por lo tanto disminuye su interés en participar en la subasta, razón por la cual se recomienda evaluar un mecanismo alternativo que equilibre esta asignación de riesgos entre vendedores y compradores, que podría ser que el producto tenga un porcentaje en modalidad Pague lo Contratado y el resto en Pague lo Generado porcentual, porque en la práctica el producto que se está subastando es un Pague lo Generado porcentual pleno que asigna todo el riesgo a la demanda.

Agradecemos la atención de este comentario en la resolución definitiva.

ADOLFO LEON APONTE GARCIA
Director Técnico Unidad Estratégica del Negocio de Energía

Elaboró y Proyectó: Marco Vera; Albeiro Arias; Comité Regulación.
Revisó: SANDRA ISABEL BERMUDEZ PEREZ, Coordinador
JORGE MARIO ARIAS, Jefe Dpto. de Compras

Comentario 10

De: Hemberth Energía y Gas.

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 2:49

Asunto: Observaciones | Modifica la Resolución 4 0791 de 2018.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía Renovable		
Proyecto:	Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"		
Fecha inicio:	08/11/2018		
Fecha fin:	23/11/2018		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	Hemberth Suárez Lozano		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Concepto de energía entregada	Artículo 3	Consideramos conveniente que se mantenga el concepto de energía entregada, el cual vemos que se elimina en la propuesta de modificación.
2	Exigencia de garantías	Artículo 14	Uno de los cambios es que se hace explícito que el mecanismo exigirá una garantía de construcción y que ésta es diferente de la garantía de cumplimiento. Al respecto conviene que considere que tanto el monto como el tipo de garantía -me refiero a la de seriedad- no se convierta en una barrera de entrada para aquellos interesados en participar en el mecanismo y que por ser nuevos agentes o por su bajo estado financiero no pueden acceder a pólizas.
3	Demanda Objetivo	Artículo 17	Se propone que el MME evaluará si se establece o no una demanda objetivo, al respecto se sugiere que la demanda objetivo esté alineada con la que defina la CREG para la realización de las subastas del Cargo por Confiabilidad.
	Responsabilidades del Auditor	Artículo 32	Señala al auditor el deber de verificar las condiciones de competencia y remitir a la CREG el respectivo informe. En tal sentido se sugiere incluir las calidades profesionales del Auditor dentro de las cuales debe estar Ingeniero o Abogado.
	PREGUNTA		PREGUNTA 1: Qué implicaciones tiene para el Contrato si las normas que sustentan la subasta son demandas y se declara la suspensión provisional del Decreto 0570 del 23 de marzo de 2018 y la Resolución 40791 del 31 de julio de 2018, ambas normas expedidas por el Ministerio de Minas y Energía
	PREGUNTA		PREGUNTA 2: El precio final del contrato, incluirá o no CERE?

Comentario 11

De: Rey Gaitan, John Alberto, Enel Colombia

Fecha: viernes, 23 noviembre de 2018 a las 16:23

Asunto: Comentarios Enel Emgesa al Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"

Doctora

MARÍA FERNANDA SUAREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No.57-31, CAN

La Ciudad

Asunto: Comentarios propuesta de modificación Resolución 40791 de 2018



Estimada doctora Suarez:

En atención a la propuesta de modificación de la Resolución 40791 de 2018, por la cual se reglamenta la subasta de contratos de energía de largo plazo, a continuación presentamos nuestros comentarios y aportes.

Comentario General

En general, reiteramos al Ministerio nuestro apoyo al mecanismo de contratación a largo plazo que se está implementando, teniendo en cuenta las necesidades de cobertura que requiere la demanda del país, y las ganancias en eficiencia que se obtendrán a partir de la diversificación de la matriz energética con Fuentes Renovables No Convencionales de Energía - FRNCE. Así mismo, valoramos la definición de nuevos esquemas de contratación en el mercado eléctrico que permitan a los agentes contar con herramientas adicionales para gestionar y diversificar el riesgo, y de esta manera ofrecer tarifas más competitivas a los usuarios finales.

Comentarios Particulares

Respecto a la propuesta, coincidimos con el Ministerio en el producto, ya que a través de esta nueva definición se mitigan riesgos para la demanda y la oferta. Sin embargo, encontramos que para la adecuada operación del mismo, sería conveniente que en la caso de las plantas con FRNCE la generación ideal sea igual a la generación real, tal como ocurre hoy con las plantas filo de agua, de esta manera, el producto sería equivalente completamente a un contrato pague lo generado, que entendemos es lo que busca el Ministerio con la propuesta. En complemento y pensado que el ingreso a gran escala de proyectos FRNCE se estaría dando para el año 2022, reiteramos al Ministerio la necesidad de continuar analizando e implementar esquemas de despacho vinculante y mercados intradiarios, así como mercados de servicios complementarios, que permitan gestionar los riesgos operativos identificados hoy.

Por otra parte, sugerimos al Ministerio revisar lo planteado respecto a la demanda objetivo. Si bien entendemos que bajo una subasta de dos puntas, son las partes las que voluntariamente definirán los montos a transar, entendemos y consideramos necesario que el Ministerio cuente con una metodología de cálculo, análisis para fijar el valor de la demanda objetivo, donde incluya la oferta y demanda potenciales a participar, el seguimiento y cumplimiento de los objetivos de política energética (complementariedad, resiliencia, emisiones, seguridad energética y eficiencia), el resultado de los proyectos de generación derivados del esquema de expansión en confiabilidad e incluso los niveles de contratación futuros agregados del mercado. Lo anterior, teniendo en cuenta el impacto negativo que podría enfrentar el mercado en escenarios de sobre-instalación, al entender este mecanismo como complementario con el existente del Cargo por Confiabilidad. En efecto, el incentivo a la construcción de plantas de generación sin coordinación o límites, provoca ineficiencias, al afectar las señales de precios en el corto plazo afectando potencialmente la sostenibilidad de

Página 117 de 171



la industria y ocasionando sobrecostos a la demanda, por la construcción de proyectos que no se requirieron.

En cuanto a la cesión de los contratos por parte de los compradores, así como a la opción que se propone en el contrato cuando la energía media anual sea entregada antes de finalizar el año, consideramos que la información asociada a estos procesos debe ser pública. Es importante que todos los agentes conozcan el estado de los contratos de largo plazo y quienes son los agentes adjudicados, con el fin de mantener la transparencia en el mercado.

Respecto al cierre de la subasta, sugerimos especificar el tratamiento cuando las curvas de oferta y de demanda no se cruzan, pero la disposición a pagar de los compradores en todos los casos es mayor que los precios de oferta de los vendedores. Teniendo en cuenta que el cierre de la subasta es deseable en la situación planteada, recomendamos que se especifique que, una vez se llegue al último tramo de demanda o se logre la demanda objetivo, se agregue un último tramo desde el precio de la peor demanda hasta el precio cero, garantizando el cruce. Esta situación ya se ha presentado en el sector, particularmente en las subastas de gas natural, donde en varias ocasiones los compradores debieron presentar tramos de ofertas en cero para garantizar el cruce de las curvas y así cerrar la subasta.

Por último, agradecemos al Ministerio profundizar en la diferenciación propuesta de plantas y unidades. Lo anterior, teniendo en cuenta que entendemos que en el caso de las plantas eólicas cada aerogenerador podría ser una unidad independiente. En este sentido, una central de este tipo puede tener múltiples unidades que en caso tal se podrían agregar en bloques de 20 MW, de tal forma que por una única planta se puedan presentar varias ofertas de venta. Solicitamos aclarar si este es el alcance y objetivo del Ministerio.

Comentarios Complementarios

Adicionalmente, por considerarlo oportuno en el proceso que se está adelantando, aprovechamos esta oportunidad para remitir comentarios adicionales a los presentados por la compañía a los pliegos de la subasta, la minuta del contrato y el reglamento de garantías, que hemos identificado en los análisis internos adelantados para participar en el mecanismo, y esperamos sean acogidos por el Ministerio en los documentos finales.

Oferta agentes generadores

En el mecanismo de contratación está previsto que los generadores en el sobre de oferta 2 deben incluir la cantidad de energía media mínima a comprometer, en caso de asignación parcial. De acuerdo con lo previsto en los pliegos propuestos, los agentes hacen una única oferta de precio por la Energía Media Anual, que debe incluir



la valoración del riesgo por parte del agente de tener una asignación parcial de energía en la subasta.

Teniendo en cuenta lo anterior, y con el fin de mantener el precio de oferta libre de cualquier otros riesgo distinto a la entrega de energía, sugerimos que se permita a los generadores presentar un precio de oferta diferencial por la energía parcial. De esta manera, se garantiza que las ofertas sean más competitivas, que los agentes puedan hacer una mejor valoración del riesgo, y que el resultado de la subasta en general sea más eficiente.

Con respecto a la obligación del vendedor de “Ofrecer a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual”, consideramos importante que se aclare en que momento y por qué medio (otro si al contrato) debe el Gx ofrecer al Cx este 50%.

Por último, debería quedar claro que ante la ejecución de la garantía (pago y/o cumplimiento), la misma deberá reponerse en un determinado tiempo después de su ejecución al valor y condiciones originales. Así mismo, debe establecerse un límite a una penalidad adicional por incumplimientos sucesivos.

Criterios de Calificación

En el artículo 22 el criterio de complementariedad, está redactado: “... se considerarán valores del coeficiente de Pearson entre -1 y 0. El valor obtenido por cada proyecto corresponde a la variable Z_{jk} para el objetivo 2 establecida en el Artículo 38”. Como está redactado el punto, un proyecto con peor correlación (p.ej -0.2) podrá tener una calificación C_{jk} mejor que un proyecto con mejor correlación (p.ej -0.8) ya que la variable C_{jk} se calcula asumiendo una escala ascendente.

En este sentido se sugiere redactar este punto así: “... se considerarán valores del coeficiente de Pearson entre -1 y 0. El valor obtenido por cada proyecto corresponde a la variable Z_{jk} multiplicada por menos uno (-1) para el objetivo 2 establecida en el Artículo 38”

Adicionalmente, observamos que los criterios en general tienden a premiar a proyectos renovables, y a penalizar con menor puntaje a proyectos térmicos. De acuerdo con el artículo 25 que modifica el artículo 38 de Resolución 40791, si llegara al caso en el que sólo se presentaran proyectos renovables, la calificación del criterio de Emisiones sería indeterminado, dado que todos los proyectos tendrían una calificación Z_{jk} de 1, siendo así, el máximo y el mínimo serían igual y el C_{jk} no se podría calcular. Se debe definir en este caso el procedimiento de valoración.



Riesgo ante atraso en la línea de transmisión

Uno de los principales riesgos que enfrenta un desarrollador de proyectos de generación en Colombia es el atraso en la construcción de la línea de transmisión. De acuerdo con la regulación vigente y lo previsto en los documentos de la subasta, no existe ningún evento eximente o de fuerza mayor, ni compensación al generador cuando el atraso en la entrada en operación comercial del proyecto se debe a retrasos en la transmisión. Esta situación genera riesgos para los agentes que deben ser valorados e incluidos en la oferta de precio, teniendo en cuenta los antecedentes que hay en el país al respecto, y las normas propuestas en el reglamento de garantías emitido por la CREG y los documentos expedidos para la subasta.

En este sentido, solicitamos al Ministerio incluir dentro de la minuta del contrato una causal de Fuerza Mayor que exima a los generadores de la responsabilidad asociada al retraso de la entrada en operación comercial del proyecto e incluso del incumplimiento del contrato, cuando se presenten retrasos en las líneas de transmisión que conecten a la central con el Sistema Interconectado Nacional, pues se configura como un riesgo imposible de gestionar por el generador.

Así mismo, solicitamos aclarar cuál es la penalidad para el generador ante el retraso en la entrada en operación, ya que según la minuta puesta a comentarios, el retraso puede ser máximo de un año y se debe compensar al comercializador con el promedio de sus compras en bolsa, mientras en la propuesta del reglamento de garantías, se establece que el vendedor podrá prorrogar hasta por dos años la fecha de entrada en operación, siendo así que sólo se considerará como incumplimiento un inicio de operación en un tiempo superior a éste. La definición de este aspecto es clave para que los agentes puedan hacer una evaluación de los riesgos de participar en el esquema y de esta manera presentar una oferta de precio que refleje su situación.

Garantías del comprador

Se requiere que sea claro que ante la ejecución de la garantía (pago y/o cumplimiento), la misma deberá reponerse en un determinado tiempo después de su ejecución al valor y condiciones originales, ya que la ejecución de esta garantía no es causalidad de terminación del contrato.

Otros

Con respecto a la liquidación mensual del contrato y entendiendo que XM es el responsable de la información fuente, es importante que quede claro con que versión se hará la liquidación horaria de la energía entregada, debería ser la versión TXF publicada por XM.

De otro lado, en la actualización de precios del contrato modificada en el artículo 5 del proyecto de resolución se sugiere incluir claridad acerca del IPP que se tomara para actualización del precio, debería corresponder a la serie oferta interna.

Quedamos a total disposición de efectuar las aclaraciones y aportes que se requieran.

Cordial saludo,

Enel Emgesa

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía Renovable		
Proyecto:	Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"		
Fecha inicio:	08/11/2018		
Fecha fin:	23/11/2018		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	Hemberth Suárez Lozano		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Concepto de energía entregada	Artículo 3	Consideramos conveniente que se mantenga el concepto de energía entregada, el cual vemos que se elimina en la propuesta de modificación.
2	Exigencia de garantías	Artículo 14	Uno de los cambios es que se hace explícito que el mecanismo exigirá una garantía de construcción y que ésta es diferente de la garantía de cumplimiento. Al respecto conviene que considere que tanto el monto como el tipo de garantía -me refiero a la de seriedad- no se convierta en una barrera de entrada para aquellos interesados en participar en el mecanismo y que por ser nuevos agentes o por su bajo estado financiero no pueden acceder a polizas.
3	Demanda Objetivo	Artículo 17	Se propone que el MME evaluará si se establece o no una demanda objetivo, al respecto se sugiere que la demanda objetivo esté alineada con la que defina la CREG para la realización de las subastas del Cargo por Confiabilidad.

	Responsabilidades del Auditor	Artículo 32	Señala al auditor el deber de verificar las condiciones de competencia y remitir a la CREG el respectivo informe. En tal sentido se sugiere incluir las calidades profesionales del Auditor dentro de las cuales debe estar Ingeniero o Abogado.
	PREGUNTA		PREGUNTA 1: Qué implicaciones tiene para el Contrato si las normas que sustentan la subasta son demandas y se declara la suspensión provisional del Decreto 0570 del 23 de marzo de 2018 y la Resolución 40791 del 31 de julio de 2018, ambas normas expedidas por el Ministerio de Minas y Energía
	PREGUNTA		PREGUNTA 2: El precio final del contrato, incluirá o no CERE?



Comentario 12

De: Báez Atuesta, Mauricio José

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 15:18

Asunto: ACCIONA ENERGÍA Comentarios Propuesta de Modificación Resolución 40 791 de 2018

Respetados,

En términos generales, celebramos y respaldamos la intención del Ministerio de Minas y Energía de propender por una matriz de generación de energía eléctrica sostenible en términos de diversificación, complementariedad, seguridad energética, eficiencia en costos y reducción de la huella de carbono. Por eso, valoramos enormemente el esfuerzo que lleva adelante este Ministerio en la redacción de normas y resoluciones que permitirán lograr las metas propuestas. En ese sentido agradecemos los espacios abiertos para plantear nuestros comentarios y preguntas sobre la versión de borrador de la resolución que modifica la Resolución 40791 por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementaria a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

Adicionalmente, si bien entendemos que por el esquema de operación (Despacho centralizado), los contratos bilaterales son instrumentos financieros, respaldamos la intención del ministerio de consolidar este mecanismo como un instrumento para la construcción de nuevas plantas de generación de energía eléctrica con Fuentes Renovables No Convencionales, atendiendo el fin de política pública de lograr la diversificación de la matriz de generación.

Adjunto a este mail, respetuosamente presentamos nuestros comentarios indicando, para cada uno de ellos, la página correspondiente, el número de artículo y el artículo de referencia en la Resolución 40791.

Cordial saludo,



Bogotá D.C., 23 de noviembre de 2018.

Dra.

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA

Asunto: COMENTARIOS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA CUAL SE MODIFICA LA RESOLUCIÓN 40791 DE 2018.

En términos generales, celebramos y respaldamos la intención del Ministerio de Minas y Energía de propender por una matriz de generación de energía eléctrica sostenible en términos de diversificación, complementariedad, seguridad energética, eficiencia en costos y reducción de la huella de carbono. Por eso, valoramos enormemente el esfuerzo que lleva adelante este Ministerio en la redacción de normas y resoluciones que permitirán lograr las metas propuestas. En ese sentido agradecemos los espacios abiertos para plantear nuestros comentarios y preguntas sobre la versión de borrador de la resolución que modifica la Resolución 40791 por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementaria a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

Adicionalmente, si bien entendemos que por el esquema de operación (Despacho centralizado), los contratos bilaterales son instrumentos financieros, respaldamos la intención del ministerio de consolidar este mecanismo como un instrumento para la construcción de nuevas plantas de generación de energía eléctrica con Fuentes Renovables No Convencionales, atendiendo el fin de política pública de lograr la diversificación de la matriz de generación.

A continuación, respetuosamente presentamos nuestros comentarios indicando, para cada uno de ellos, la página correspondiente, el número de artículo y el artículo de referencia en la Resolución 40791.

01)

Página: 2 de 17

Artículo: 1

Artículo/Referencia en resolución original: 5

Comentario:

Si bien se mantiene el concepto de transición, es materializable un riesgo en función de la introducción de los cambios pendientes. Por favor solicitamos que en caso de que se materialice alguna afectación en términos económicos por la introducción de modificaciones se abra un espacio para solicitar un cambio de las condiciones pactadas en el contrato. En ese sentido es importante que la minuta del contrato incluya un clausulado de "Impacto regulatorio".

02)

Página: 2 de 17

Artículo: 3



Artículo/Referencia en resolución original: 7

Comentario:

Se solicita respetuosamente incluir en el artículo la definición de “Generación Ideal”. Se entiende esta como la generación asignada después del proceso de “despacho ideal” según la resolución CREG 024 de 1995. Por favor confirmar.

03)

Página: 4 de 17

Artículo: 4

Artículo/Referencia en resolución original: 8

Comentario:

El precio del contrato sigue siendo en pesos colombianos (COP). Se solicita sea cambiada la moneda a dólares de los estados unidos (USD). Esto se traducirá en precios más competitivos. Es importante señalar que en el mercado ya existen mecanismos de contratación pagaderos en USD, como, por ejemplo, los pagos asociados a Cargo por Confiabilidad.

En el caso que no sea posible introducir esta modificación, se recomienda respetuosamente considerar la posibilidad de que al menos un porcentaje previamente definido, o un rango a definir por el oferente, del precio de oferta sea indexado además del IPP a la variación de la Tasa Representativa del Mercado (TRM COP/USD). Por ejemplo:

$$P_t = P_{tadj} * (IPP_t / IPP_{tadj}) * (1 - X) + P_{tadj} * IPP_t / IPP_{tadj} * X * (TRM_t / TRM_{tadj})$$

En donde X sea el % definido de la tarifa sujeto a indexación por variación de la Tasa Representativa del Mercado (COP/USD), TRM_t sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes t y TRM_{tadj} sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes de la adjudicación de la subasta.

Todo esto con la intención de insistir respetuosamente en que aquellas condiciones estructurales del mecanismo que pueden impactar la evaluación de riesgo de los agentes vendedores y por ende traducirse en un mayor valor de precio ofertado, sean abordadas y modificadas con el objetivo de ofrecer a la demanda un precio “puro” de energía no afectado artificialmente.

04)

Página: 4 de 17

Artículo: 6

Artículo/Referencia en resolución original: 10

Comentario:

De acuerdo con las aclaraciones presentadas en el taller de presentación del 22 Nov de 2018. Recomendamos respetuosamente incluir, luego de la frase “esta energía se medirá de manera acumulativa.” lo siguiente: “Esta energía solo será aceptada siempre y cuando haya sido producida única y exclusivamente por el proyecto de generación nuevo y/o existente”.

05)



Página: 5 y 6 de 17

Artículo: 8

Artículo/Referencia en resolución original: 12

Comentario:

Considerando que la definición de generación ideal corresponde a lo establecido en la resolución CREG 24 de 1995 en cuanto al despacho ideal, se requiere que se homologue a las plantas solares y eólicas la definición establecida en la resolución CREG 152 de 2011, en donde se les permite optar por no presentar ofertas de precio en el despacho ideal y por ende declarar que la disponibilidad comercial/generación ideal sea igual a su generación real (Despacho en Base).

Adicionalmente, se solicita incluir que en el caso que la energía ideal sea hasta un 10% menor que la energía media anual contratada, el vendedor pueda elegir entre pagar a su contraparte la energía faltante al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa e incrementar la obligación para el siguiente año contractual.

06)

Página: 6 de 17

Artículo: 8 (Parágrafo)

Artículo/Referencia en resolución original: 12

Comentario:

Dice: "... Parágrafo. Para el balance del primer año, y en caso de atraso en la fecha de puesta en operación del proyecto de generación, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre el 90% de la energía media anual contratada y la suma de la generación ideal del proyecto durante ese año que haya sido destinada para el cumplimiento del contrato, al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa de su contraparte. El no pago de esta suma dará lugar a la ejecución, por la cantidad insoluta, de la garantía de cumplimiento a que se refiere el Artículo 41 de la presente Resolución. El 10% restante incrementará la obligación del generador para el siguiente año contractual en las condiciones descritas anteriormente."

Debe decir: "Parágrafo. Para el balance del primer año, y en caso de atraso en la fecha de puesta en operación del proyecto de generación, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre el 100% de la energía media anual contratada y la suma de la generación del proyecto durante ese año, que haya sido destinada para el cumplimiento del contrato, al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa de su contraparte. El no pago de esta suma dará lugar a la ejecución, por la cantidad insoluta, de la garantía de cumplimiento a que se refiere el Artículo 41 de la presente Resolución. A partir del segundo año de entrada en vigencia del contrato de suministro de energía media anual a largo plazo, aplicarán las condiciones normales del contrato, respecto a balances anuales de energía y su efecto sobre la garantía de cumplimiento del contrato."

NOTA: Se deben colocar incentivos y penalizaciones alineados para promover el total cumplimiento del contrato y evitar márgenes de especulación sobre proyectos de respaldo a los compromisos de suministro. El texto adicionado con el Parágrafo va exactamente en el sentido contrario.



07)

Página: 6-7 de 17

Artículo: 10

Artículo/Referencia en resolución original: 15

Comentario:

La redacción propuesta en el proyecto de modificación de resolución respecto a la cesión de contratos introduce un riesgo de especulación innecesario en el proceso de subasta. La experiencia respecto a estos procesos en otros mercados nos obliga a alertar a la autoridad de la necesidad de mantener el foco regulatorio en el objetivo último de asegurar la materialización efectiva de los proyectos y no la asistencia masiva de oferentes a la subasta.

Por lo tanto, se sugiere que la redacción quede cómo estaba originalmente: "La cesión del contrato por la parte vendedora sólo deberá poder hacerse a generadores inscritos en el Mercado Eléctrico Mayorista que cumplan con la normatividad vigente para su participación en el mismo".

En caso de que se mantenga la redacción propuesta, solicitamos aclarar a qué se refiere la siguiente frase: "... *sin perjuicio de que el tercero cesionario adelante en los términos de oportunidad y forma del mencionado registro...*" e indicar cuáles son los requisitos específicos que ese tercero debe cumplir y en qué plazo debe iniciar el trámite.

08)

Página: 7 de 17

Artículo: 10

Artículo/Referencia en resolución original: 15

Comentario:

Si bien es para todos sabido que uno de los grandes riesgos del proceso de subasta está en el lado de la demanda (participación no vinculante, condiciones de término anticipado del contrato, garantías otorgadas, distribución de la oferta, entre otros), también es cierto que resulta válida e -incluso recomendable- la opción de cesión de contrato por parte de los compradores.

No obstante lo anterior, es necesario incluir en el texto del proyecto de resolución la siguiente salvedad: Que las garantías constituidas por parte del comercializador cesionario hayan sido previamente aceptadas por el/los vendedor/es que tiene como contraparte, como condición precedente para que la cesión pueda ser efectiva.

09)

Página: 7 de 17

Artículo: 15

Artículo/Referencia en resolución original: 22

Comentario:

Se sugiere modificar la frase "durante el proceso de adjudicación" por hitos específicos del proceso de adjudicación. Por ejemplo, definir que estas condiciones de competencia se verificarán al momento de la adjudicación de la subasta.



Se menciona que “las condiciones de competencia que la CREG determinará en acto administrativo”. Se entiende con esto que la Resolución CREG 121 de 2018 será modificada. Por favor confirmar.

10)

Página: 9 de 17

Artículo: 17

Artículo/Referencia en resolución original: 24

Comentario:

Se solicita eliminar la condición establecida relativa a que los proyectos entre 10MW y 20 MW se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado.

Resaltamos que la reglamentación vigente permite libremente a los proyectos con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, acogerse o no al despacho centralizado. La restricción propuesta restringe la competitividad de este tipo de proyectos. Lo cual atenta contra el espíritu del proceso.

11)

Página: 10 de 17

Artículo: 19

Artículo/Referencia en resolución original: 30

Comentario: Se entiende que la responsabilidad solidaria de los miembros de la ESP se extingue al momento de suscripción del contrato, quedando entonces la ESP como único garante de sus obligaciones bajo el mismo. Por favor aclarar la redacción en este sentido.

12)

Página: 10 de 17

Artículo: 20

Artículo/Referencia en resolución original: 31

Comentario:

Sobre los requisitos Legales:

*“Presentar promesa de sociedad futura como empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (ESP) domiciliada en Colombia, que asuma las obligaciones y derechos como generador en caso de resultar adjudicatario. En la minuta de promesa y en los documentos de constitución debe constar que sus **miembros** responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo”*

¿Es obligación que quien suscriba la promesa sea luego accionista de la sociedad prometida? Por favor aclarar

Por favor entregar mayor explicación sobre:



1. Quiénes son los miembros: ¿los promitentes? ¿Los accionistas de la sociedad prometida? ¿Los directores de la sociedad prometida?
2. Responsabilidad solidaria: ¿entre quienes se pacta esa solidaridad?
3. ¿Serán los accionistas solidariamente responsables sobre las obligaciones que asuma la sociedad? De ser así, se rompe con el esquema de limitación de responsabilidad que brindan los distintos tipos de sociedades y pasa a ser una obligación que se ejecuta dentro del patrimonio personal de los accionistas. Por favor aclarar.
4. En caso de ser afirmativo el punto anterior, por favor indicar el límite de responsabilidad personal de los socios hasta por su proporción de participación en el capital social de la sociedad prometida.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto:		Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"	
Fecha inicio:		08/11/2018	
Fecha fin:		23/11/2018	
Fecha Comentario:		23/11/2018 15:19	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Acciona Energía	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Transición	Página: 2 de 17 Artículo: 1 Artículo/Referencia en resolución original: 5	Si bien se mantiene el concepto de transición, es materializable un riesgo en función de la introducción de los cambios pendientes. Por favor solicitamos que en caso de que se materialice alguna afectación en términos económicos por la introducción de modificaciones se abra un espacio para solicitar un cambio de las condiciones pactadas en el contrato. En ese sentido es importante que la minuta del contrato incluya un clausulado de "Impacto regulatorio".
2	Definiciones	Página: 2 de 17 Artículo: 3 Artículo/Referencia en resolución original: 7	Se solicita respetuosamente incluir en el artículo la definición de "Generación Ideal". Se entiende esta como la generación asignada después del proceso de "despacho ideal" según la resolución CREG 024 de 1995. Por favor confirmar.
3	Producto a subastar	Página: 4 de 17 Artículo: 4 Artículo/Referencia en resolución original: 8	<p>El precio del contrato sigue siendo en pesos colombianos (COP). Se solicita sea cambiada la moneda a dólares de los estados unidos (USD). Esto se traducirá en precios más competitivos. Es importante señalar que en el mercado ya existen mecanismos de contratación pagaderos en USD, como, por ejemplo, los pagos asociados a Cargo por Confiabilidad.</p> <p>En el caso que no sea posible introducir esta modificación, se recomienda respetuosamente considerar la posibilidad de que al menos un porcentaje previamente definido, o un rango a definir por el oferente, del precio de oferta sea indexado además del IPP a la variación de la Tasa Representativa del Mercado (TRM COP/USD). Por ejemplo:</p> $Pt = Ptadj * (IPPt / IPPtadj) * (1 - X) + Ptadj * IPPt / IPPtadj * X * (TRMt / TRMtadj)$ <p>En donde X sea el % definido de la tarifa sujeto a indexación por variación de la Tasa Representativa del Mercado (COP/USD), TRMt sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes t y TRMtadj sea la Tasa Representativa del Mercado promedio en el mes de la adjudicación de la subasta.</p> <p>Todo esto con la intención de insistir respetuosamente en que aquellas condiciones estructurales del mecanismo que pueden impactar la evaluación de riesgo de los agentes vendedores y por ende traducirse en un mayor valor de precio ofertado, sean abordadas y modificadas con el objetivo de ofrecer a la demanda un precio "puro" de energía no afectado artificialmente.</p>



4	Obligaciones del vendedor	Página: 4 de 17 Artículo: 6 Artículo/Referencia en resolución original: 10	De acuerdo con las aclaraciones presentadas en el taller de presentación del 22 Nov de 2018. Recomendamos respetuosamente incluir, luego de la frase “esta energía se medirá de manera acumulativa.” lo siguiente: “Esta energía solo será aceptada siempre y cuando haya sido producida única y exclusivamente por el proyecto de generación nuevo y/o existente”.
5	Balance anual	Página: 5 y 6 de 17 Artículo: 8 Artículo/Referencia en resolución original: 12	Considerando que la definición de generación ideal corresponde a lo establecido en la resolución CREG 24 de 1995 en cuanto al despacho ideal, se requiere que se homologue a las plantas solares y eólicas la definición establecida en la resolución CREG 152 de 2011, en donde se les permite optar por no presentar ofertas de precio en el despacho ideal y por ende declarar que la disponibilidad comercial/generación ideal sea igual a su generación real (Despacho en Base). Adicionalmente, se solicita incluir que en el caso que la energía ideal sea hasta un 10% menor que la energía media anual contratada, el vendedor pueda elegir entre pagar a su contraparte la energía faltante al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa e incrementar la obligación para el siguiente año contractual.
6	Balance anual	Página: 6 de 17 Artículo: 8 (Parágrafo) Artículo/Referencia en resolución original: 12	Dice: “... Parágrafo. Para el balance del primer año, y en caso de atraso en la fecha de puesta en operación del proyecto de generación, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre el 90% de la energía media anual contratada y la suma de la generación ideal del proyecto durante ese año que haya sido destinada para el cumplimiento del contrato, al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa de su contraparte. El no pago de esta suma dará lugar a la ejecución, por la cantidad insoluta, de la garantía de cumplimiento a que se refiere el Artículo 41 de la presente Resolución. El 10% restante incrementará la obligación del generador para el siguiente año contractual en las condiciones descritas anteriormente.” Debe decir: “Parágrafo. Para el balance del primer año, y en caso de atraso en la fecha de puesta en operación del proyecto de generación, el generador deberá pagar a su contraparte la diferencia entre el 100% de la energía media anual contratada y la suma de la generación del proyecto durante ese año, que haya sido destinada para el cumplimiento del contrato, al precio promedio ponderado anual de las compras en bolsa de su contraparte. El no pago de esta suma dará lugar a la ejecución, por la cantidad insoluta, de la garantía de cumplimiento a que se refiere el Artículo 41 de la presente Resolución. A partir del segundo año de entrada en vigencia del contrato de suministro de energía media anual a largo plazo, aplicarán las condiciones normales del contrato, respecto a balances anuales de energía y su efecto sobre la garantía de cumplimiento del contrato.” NOTA: Se deben colocar incentivos y penalizaciones alineados para promover el total cumplimiento del contrato y evitar márgenes de especulación sobre proyectos de respaldo a los compromisos de suministro. El texto adicionado con el Parágrafo va exactamente en el sentido contrario.
7	Cesión del contrato	Página: 6-7 de 17 Artículo: 10 Artículo/Referencia en resolución original: 15	La redacción propuesta en el proyecto de modificación de resolución respecto a la cesión de contratos introduce un riesgo de especulación innecesario en el proceso de subasta. La experiencia respecto a estos procesos en otros mercados nos obliga a alertar a la autoridad de la necesidad de mantener el foco regulatorio en el objetivo último de asegurar la materialización efectiva de los proyectos y no la asistencia masiva de oferentes a la subasta. Por lo tanto, se sugiere que la redacción quede cómo estaba originalmente: “La cesión del contrato por la parte vendedora sólo deberá poder hacerse a generadores inscritos en el Mercado Eléctrico Mayorista que cumplan con la normatividad vigente para su participación en el mismo”. En caso de que se mantenga la redacción propuesta, solicitamos aclarar a qué se refiere la siguiente frase: “... sin perjuicio de que el tercero cesionario adelante en los términos de oportunidad y forma del mencionado registro...” e indicar cuáles son los requisitos específicos que ese tercero debe cumplir y en qué plazo debe iniciar el trámite.
8	Cesión del contrato	Página: 7 de 17 Artículo: 10 Artículo/Referencia en resolución original: 15	Si bien es para todos sabido que uno de los grandes riesgos del proceso de subasta está en el lado de la demanda (participación no vinculante, condiciones de término anticipado del contrato, garantías otorgadas, distribución de la oferta, entre otros), también es cierto que resulta válida e -incluso recomendable- la opción de cesión de contrato por parte de los compradores. No obstante lo anterior, es necesario incluir en el texto del proyecto de resolución la siguiente salvedad: Que las garantías constituidas por parte del comercializador cesionario hayan sido previamente aceptadas por el/los vendedor/es que tiene como contraparte, como condición precedente para que la cesión pueda ser efectiva.





9	Condiciones de competencia	Página: 8 de 17 Artículo: 15 Artículo/Referencia en resolución original: 22	Se sugiere modificar la frase “durante el proceso de adjudicación” por hitos específicos del proceso de adjudicación. Por ejemplo, definir que estas condiciones de competencia se verificarán al momento de la adjudicación de la subasta. Se menciona que “las condiciones de competencia que la CREG determinará en acto administrativo”. Se entiende con esto que la Resolución CREG 121 de 2018 será modificada. Por favor confirmar.
10	Proyectos que participaran en la subasta	Página: 9 de 17 Artículo: 17 Artículo/Referencia en resolución original: 24	Se solicita eliminar la condición establecida relativa a que los proyectos entre 10MW y 20 MW se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado. Resaltamos que la reglamentación vigente permite libremente a los proyectos con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, acogerse o no al despacho centralizado. La restricción propuesta restringe la competitividad de este tipo de proyectos. Lo cual atenta contra el espíritu del proceso.
11	Garantías	Página: 10 de 17 Artículo: 19 Artículo/Referencia en resolución original: 30	Se entiende que la responsabilidad solidaria de los miembros de la ESP se extingue al momento de suscripción del contrato, quedando entonces la ESP como único garante de sus obligaciones bajo el mismo. Por favor aclarar la redacción en este sentido.
12	Precalificación de los generadores	Página: 10 de 17 Artículo: 20 Artículo/Referencia en resolución original: 31	Sobre los requisitos Legales: “Presentar promesa de sociedad futura como empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (ESP) domiciliada en Colombia, que asuma las obligaciones y derechos como generador en caso de resultar adjudicatario. En la minuta de promesa y en los documentos de constitución debe constar que sus miembros responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo” ¿Es obligación que quien suscriba la promesa sea luego accionista de la sociedad prometida? Por favor aclarar Por favor entregar mayor explicación sobre: 1. Quiénes son los miembros: ¿los promitentes? ¿Los accionistas de la sociedad prometida? ¿Los directores de la sociedad prometida? 2. Responsabilidad solidaria: ¿entre quienes se pacta esa solidaridad? 3. ¿Serán los accionistas solidariamente responsables sobre las obligaciones que asuma la sociedad? De ser así, se rompe con el esquema de limitación de responsabilidad que brindan los distintos tipos de sociedades y pasa a ser una obligación que se ejecuta dentro del patrimonio personal de los accionistas. Por favor aclarar. 4. En caso de ser afirmativo el punto anterior, por favor indicar el límite de responsabilidad personal de los socios hasta por su proporción de participación en el capital social de la sociedad prometida.

Comentario 13

De: Comunicaciones – USAENE

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 16:47

Asunto: Comentarios proyecto de modificaciones a la resolución subasta largo plazo



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Hidrocarburos	
Proyecto:	Resolución ""Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018""	
Fecha inicio:	08/11/2018	
Fecha fin:	23/11/2018	
Fecha Comentario:	23/11/2018	
Datos de contacto:	Correo electrónico:	
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	Definiciones	Artículo 3	Entre los cambios propuestos a las definiciones del artículo 7 consideramos conveniente que se utilicen las mismas definiciones que se usan para la subasta del cargo por confiabilidad, principalmente en lo que respecta a las definiciones de proyectos de generación existentes y nuevos. Esto con el fin de tener reglas claras y entendibles para la libre participación de los agentes en los diferentes mecanismos de transacciones de energía.
2	Obligaciones de los generadores	Artículo 6	En la modificación al artículo 10, se añade la obligación al generador de ofrecer al menos el 50% de su generación ideal una vez haya cumplido sus obligaciones en el año en curso. La inquietud que surge es ¿cuál es el propósito que se busca y en función de él si ver por qué 50% y no una cifra menor o mayor?
3	Obligaciones de los compradores	Artículo 7	En las modificaciones al artículo 11 de las obligaciones del comprador, creemos conveniente que se mencionen los cargos al usuario final. Más aun cuando se establece que se debe pagar toda la energía contratada aunque es posible que un 10% de esta se entregue el año siguiente.
4	Implicaciones para usuarios finales	Artículo 8	Pasando ahora al artículo 12 de la res. 40791, sería adecuado aclarar las implicaciones que tiene para el usuario final los márgenes dentro de los cuales se considera que los generadores cumplen sus contratos. Es decir, en los casos donde los generadores no entreguen la totalidad de la energía contratada y los comercializadores tengan que comprarla en otros contratos, los usuarios finales no deberían asumir el costo de las dos compras.
5	Objetivos del instrumento	Artículo 10	En las opciones de cesión del contrato establecidas en el artículo 15 se plantean modificaciones que podrían llevar a que una empresa con un portafolio de proyectos reparta sus obligaciones entre distintas tecnologías. Por lo tanto no se garantizaría que la subasta contribuya con los objetivos de diversificación de la matriz energética.
6	Condiciones de la subasta	Artículo 11	En las modificaciones propuestas para el artículo 17 consideramos adecuado que se establezcan condiciones claras para la evaluación de la pertinencia de realizar una subasta.
7	Ponderación de criterios	Artículo 12	En el artículo 18 la ponderación de los criterios de calificación es un mecanismo válido para que el Ministerio de Minas y Energía realice las subastas acorde con las metas propuestas en política energética. Sin embargo, si no se cuenta con metas establecidas y de dominio público, esto puede dar mucha incertidumbre para los proyectos que estén interesados en participar en la subasta.
8	Garantías	Artículo 14	En la modificación al artículo 21 hace falta establecer la compensación al mercado en casos de incumplimiento, sabiendo que las garantías estarán a favor de la UPME.
9	Condiciones de cumplimiento	Artículo 15	En el artículo 22 consideramos adecuado que se incluya a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en la verificación de las condiciones de cumplimiento dada su experiencia en temas de vigilancia y control.
10	Limitaciones del mecanismo	Artículo 17	En la limitación que se añade a los proyectos que pueden participar en la subasta, no es claro porque se aceptarán únicamente proyectos que participen en el despacho centralizado del SIN. Si bien los pequeños desarrollos también contribuyen con los objetivos de Resiliencia, seguridad y reducción de emisiones.
11	Condiciones de la subasta	Artículo 18	Finalmente, en las modificaciones propuestas al artículo 26 nos parece conveniente establecer las condiciones bajo las cuales será definida una demanda objetivo y las condiciones en las cuales no será necesario establecerla.

Comentario 14

De: Diego Orobio

Fecha: viernes, 23 noviembre de 2018 a las 19:17

Asunto: Comentarios Borrador Modificación Res. MME 40791/18

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto:		Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"	
Fecha inicio:		08/11/2018	
Fecha fin:		23/11/2018	
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Grupo Procme	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto a subastar	Artículo 4 del borrador de modificación	Nuevamente se debe insistir al MME tomar como base los plazos estándar empleados en el mercado para las financiaciones estructuradas (15 años en adelante), que son necesarios para los desarrolladores y atractivos para fondos/bancos, en proyectos con altos apalancamientos financieros, toda vez que serán pocos los proyectos que empleen totalmente tesorería/caja propia. Es enorme el esfuerzo de gobierno para implantar este mecanismo, por lo que viene bien hacerlo lo mejor posible, con apego a prácticas
2	Transición	Artículo 5 del borrador de modificación	La CREG Deba considerar la integración de esta esquema con el de la res.creg.71/2016, con fines de que esta energía sea considerada dentro de energía de OEF, de forma que se le permita integrar la canasta de Cargo Por Confiabilidad directamente, con fines de que no sea obligatorio el éxito de una segunda subasta para ser viable el proyecto. Con esta integración se logra que estos proyectos tengan ingreso por su OEF y no ser objetivo de descuento del Cere.
3	Definiciones	Artículo 3 del borrador de modificación	Se solicita incorporar el concepto de los siguientes términos: - PLC: Pague lo contratado - Contrato Bilateral De Compra De Energía entre agentes - PPA - PLG: Pague lo generado
4	Actualización precio del contrato	Artículo 5 del Borrador de modificación	Por favor extender esta explicación, y considerar el comentario del Art.1. Adicional: Este será pagado en US\$ de acuerdo al cierre del precio de la subasta de confiabilidad?
5	Obligaciones Generales del Vendedor	Artículo 6 del borrador de modificación	Si no existe obligación por el 100% de la generación del proyecto, este mismo no será viable su cierre financiero. Se debe considerar que si no se logra este acuerdo, por tal razón el contrato debería ser pague lo generado con bandas de generación obligatoria.
6	Obligaciones Generales del Vendedor	Artículo 6 del borrador de modificación	Sobre el derecho de preferencia que se obliga a extender a la punta compradora adjudicada, respecto al 50% de la generación ideal excedentaria, debe limitarse en tiempo el ejercicio de este derecho u obligación, no es razonable mantener atado al Generador a un derecho de preferencia durante todo el año.
7	Balance Anual	Artículo 8 del borrador de modificación	Para proyectos nuevos, se debe considerar que ante atrasos en la entrada en operación comercial, el vendedor pueda cubrir su obligación al menos a partir del tercer mes mediante un contrato bilateral con un generador o en su defecto con bolsa. Es congruente con la opción del Art. 15
8	Balance Anual	Artículo 8 del borrador de modificación	De forma general, la ejecución de garantías deriva de un incumplimiento insuperable, en este caso será la ejecución de la garantía de cumplimiento una causal de terminación anticipada del contrato ??



9	ceso de adjudicación de la sub	ulo 18 del borrador de modif	Por favor aclarar sobre los aspectos de habilitación de los proyectos, como requisito previo, se mantienen o cambian con respecto a la anterior propuesta.
10	ceso de adjudicación de la sub	ulo 18 del borrador de modif	Se entiende que el precio de cierre de todos los contratos sera en el punto donde cruzan el precio de oferta y la demanda. Por favor aclarar si el precio es igual para todos los agentes
11	io de Seguridad Energetica Reg	ulo 23 del Borrador de Modifica	Entendemos que estas zonas seran incorporadas dentro del nuevo plan de expansión de referencia de la Upme?
12	Calificación Total	ulo 26 del borrador de modif	Por favor explicar que beneficios trae esta calificación dentro de la lista de habilitantes? ya que en la subasta no se evidencia esta calificación.
13	recalificación de los Generador	ulo 20 del Borrador de la modif	Se debe aclarar, dentro de los requisitos legales, que la solidaridad requerida a los posibles socios de la compañía a formar, solo será exigible hasta la constitución y registro de la sociedad, tal como lo expresa el artículo 119 del Código de Comercio, aspecto razonablemente aplicable a las sociedades en formación. No se puede crear via esta resolución una solidaridad permanente.
14	garantía de puesta en Operació	ulo 30 del Borrador de la modif	Se sugieren algunos aspectos: i) contemplar una sola garantía de cumplimiento, ii) que la citada garantía tenga cobertura sobre la fecha de puesta en operación o superación del Completión Test, así como los demas terminos referentes a los compromisos de energía y iii) que durante el periodo de cumplimiento de entrega de energía, conforme el generador honre sus compromisos, la garantía estipule que el importe avalado se redujera de acuerdo al cumplimiento de las obligaciones.



Comentario 15

De: Pastrana Silva, Gina Constanza, Enel Colombia

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 16:56

Asunto: Comentarios al proyecto de modificación de la resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía



Bogotá D.C., 23 de noviembre de 2018
CGRRI-192-18

Doctora
MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57-31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de modificación de la Resolución 40091 de 2018

Respetada Sra. Ministra

En respuesta a su invitación a hacer comentarios al proyecto de modificación de la Resolución 40791 de 2018, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, presentamos nuestras observaciones generales:

En primera instancia, reiteramos al Ministerio nuestro apoyo al mecanismo de contratación a largo plazo que permite contar con una mayor oferta de energía con criterios de diversificación de la canasta energética, sostenibilidad, resiliencia y eficiencia en la formación de precios, aspectos que contribuirán a mejorar la competitividad del país y del sector.

Sobre el contenido de la propuesta, el cambio con mayor impacto desde la perspectiva del comprador está asociado a la definición del tipo de contrato en el producto a subastar, el cual se define como un "Pague lo contratado asociado a un porcentaje de la generación ideal horaria de la planta." Si bien, este nuevo producto incentiva una mayor participación de fuentes de energía intermitentes y mejora la formación de precios al eliminar un riesgo a los desarrolladores de proyectos, es importante que el comercializador cuente con suficiente información para evaluar el posible contrato dentro de su portafolio de compras, por lo cual es necesario que se conozca el tipo de tecnología, histórico de aportes de la fuente primaria, entre otros aspectos energéticos.

La incertidumbre del producto planteado actualmente, podría originar una sobrevaloración de los riesgos por parte de la demanda que se puede traducir en un menor precio de oferta de compra o incluso desestimular la participación de los agentes del lado de la demanda, ambas situaciones indeseables para que la subasta sea exitosa.

Por ello, desde la perspectiva de la demanda, respetuosamente solicitamos la revisión del producto que permita valorar adecuadamente los riesgos y el contenido de la oferta para poder participar en el mecanismo propuesto por el Ministerio. Como alternativa de solución, reiteramos nuestra propuesta de un producto por bloques horarios que permita a los generadores manejar la intermitencia de la fuente, y a los comercializadores que representan a la demanda tener algún grado de confianza sobre la energía a adquirir y estimar la valoración económica del producto a comprar.



Otro aspecto decisivo para la participación de los comercializadores que representan a la demanda regulada es garantizar la recuperación de sus costos. En ese sentido, es importante alinear el trabajo del regulador con el mecanismo desarrollado por el MME-UPME pues de mantenerse la propuesta de traspaso a tarifa de la resolución CREG121 de 2018.

Sobre este particular, la Resolución CREG 114 de 2018 determinó los principios y condiciones que debe cumplir un mecanismo para obtener el reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado; sin embargo, la Resolución CREG 121 de 2018, en consulta, no permite el traslado del 100% de estos costos ya que introduce un reconocimiento asociado a un doceavo de la energía anual media, desconociendo las cantidades del producto realmente transado en la subasta, asociado a un porcentaje de la generación ideal horaria de cada mes.

Es importante anotar que la resolución CREG 121 de 2018 no menciona cómo se da cumplimiento parcial o total de los principios establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018, por lo que se requiere que el MME en conjunto con la CREG, efectúe los ajustes necesarios para eliminar los riesgos innecesarios de ingresos a los comercializadores, máxime considerando que la contratación tiene un horizonte de 10 años por lo que el riesgo valorado se puede amplificar dificultando la participación del lado de la demanda.

De otra parte, considerando que este es un mecanismo de dos puntas, también llama la atención la asimetría en la modificación propuesta, ya que ésta mitiga riesgos para la oferta en aspectos como: el producto, balance anual, condiciones de precalificación, entre otros, pero no hace ningún alcance a las obligaciones para los comercializadores. Dado lo mencionado, se solicita suprimir la obligación del Capital Contable como requisito financiero para la precalificación de los comercializadores, equiparando el tratamiento brindado a los generadores para la precalificación.

Por último, dado que esta resolución es la base del mecanismo de contratación de largo plazo, se hace necesario que cualquier modificación asegure la correcta articulación con los documentos relacionados expedidos por la UPME y la CREG. En consecuencia, se recomienda integrar los comentarios y observaciones efectuados a toda la normativa relacionada e incluir este análisis en la Memoria Justificativa de la resolución en consulta.

Agradecemos la invitación a participar y esperamos que nuestros comentarios sean tenidos en cuenta en la versión final de este documento.

Cordial saludo,

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



ANEXO

Comentarios específicos al proyecto de resolución que modifica la Resolución 4 0791 de 2018

A continuación se presentan los comentarios al proyecto de resolución que modifica la Resolución 4 0791 de 2018 "Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista:

- **Artículo 3 que modifica el Artículo 7.- Definiciones**
Sugerimos incluir en este artículo la definición de Generación Ideal, término fundamental en el desarrollo de esta normativa.
- **Artículo 4 que modifica el Artículo 8.- Producto a subastar.-**
Al igual que en el artículo anterior, solicitamos ampliar la definición de Tipo de Contrato asociado a Generación Ideal.
- **Artículo 5 que modifica el Artículo 9.- Actualización del precio del contrato.-**
Consideramos conveniente la separación de los dos componentes del precio, propuesta por el MME, para efectos de actualización. No obstante, en la actualización del precio de la oferta de venta, se solicita modificar el IPP base de indexación, de la siguiente forma:

IPPtadj, Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, vigente a la fecha de presentación de la oferta para la subasta.

Lo anterior, con el fin de que tanto compradores como vendedores tengan un índice real de precios y no se introduzcan incertidumbres que alteren la formación eficiente del precio.

- **Artículo 6 que modifica el Artículo 10.- Obligaciones generales del vendedor.-**
Dentro de las obligaciones del vendedor se establece que el vendedor le ofrezca a su contraparte, como primera opción de compra y al mismo precio del contrato, al menos el 50% de la generación ideal de su planta destinada para honrar el contrato, en el caso en el que haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el respectivo año contractual.

Al respecto, se recomienda describir la metodología de asignación de la energía, para el caso de vendedores con más de una contraparte, cuando se cumpla la condición de haber entregado la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el año.

Adicionalmente se solicita relacionar los detalles para pactar la opción y en particular aclarar si se requiere suscribir un otrosí al contrato, cómo se definirá el plazo cada año para ejercer la opción y cómo impacta esta opción en la suscripción de las nuevas garantías.

De otra parte, si bien esta opción podría favorecer a los compradores, se hace necesario reevaluar el diseño del producto, ya que el propósito de suscribir contratos a largo plazo es



garantizar coberturas en cantidades y precios durante el período de compromiso, y una entrega imprevista de energía desvirtúa el objetivo de cobertura del comprador.

- **Artículo 7 que modifica el Artículo 11.- Obligaciones generales del comprador.-**
Es necesario conciliar las obligaciones de pago del comprador con el producto y tipo de contrato descritos en el Artículo 8. – Producto a Subastar, para lo cual recomendamos que quede expresamente descrita la información que entregará el ASIC para efectos de liquidación, la cual debe estar asociada la energía generada mensualmente.

De igual forma, se recomienda revisar la articulación de la normativa de traslado a tarifa con las obligaciones asignadas al comprador en esta resolución.
- **Artículo 8 que modifica el Artículo 12.- Balance anual.-**
Si bien se mejora la metodología para la determinación del Balance Anual, aún es necesario esclarecer los siguientes vacíos procedimentales:
 - Falta definir cómo se concilian las diferencias en el Balance anual asociado al último año del período de vigencia del contrato.
 - Falta indicar el plazo máximo para que las partes contratantes realicen el balance anual
 - Falta establecer si se ampliará el monto de la garantía de cumplimiento cuando el faltante de un año se debe cubrir en el año siguiente.
 - En el caso de incumplimiento por segundo año consecutivo, cómo se asegura que la garantía de cumplimiento del vendedor cubra la totalidad de los faltantes considerando que la garantía cubre un año de obligación y el balance concluyente para la ejecución de la garantía se haría al comienzo del tercer año.
 - Se sugiere aclarar si el concepto de balance bianual presentado por el MME en diferentes escenarios, continúa vigente.
- **Artículo 9 que modifica el Artículo 13.- Liquidación horaria.-**
Con respecto al siguiente párrafo, se considera importante que se aclare cómo se aplica este condicional y establecer el propósito del mismo.
“El porcentaje de la generación ideal horaria de la planta y/o unidad de generación adjudicada que se destine para cubrir los contratos asignados mediante el mecanismo de que trata la presente Resolución no podrá ser modificado durante la vigencia del contrato y en todo caso deberá ser mayor o igual al 50% de dicha generación horaria.”
Adicionalmente, se recomienda establecer una metodología que evite que la entrega de energía se concentre en los primeros meses de cada año del contrato, dejando en riesgo al comprador por una eventual adquisición de energía en períodos que no la requiere.
- **Artículo 14 que modifica el Artículo 21.- Garantía de Seriedad de la oferta por parte de los participantes.-**
De acuerdo con lo establecido en este artículo, los compradores y vendedores que cumplan con la precalificación de la que trata el Artículo 31 de la presente Resolución deberán constituir una garantía de seriedad de la oferta...” Con respecto a este artículo, se sugiere que la minuta definitiva del contrato de largo plazo de Energía Media Anual, que expida la UPME esté armonizada con la presente modificación, de tal forma que la exigencia de la garantía de seriedad a los potenciales compradores sea posterior a la precalificación.



De otra parte, se sugiere validar con las entidades financieras la viabilidad de que la garantía de seriedad tenga como asegurado a "los participantes que actúen como contraparte del oferente incumplido", máxime cuando en la fecha de presentación de la oferta no se conocen los participantes.

- **Artículo 15 que modifica el Artículo 22.- Condiciones de competencia.-**
Observamos favorablemente que fue considerada nuestra sugerencia de verificar las condiciones de competencia se verifiquen durante el proceso de adjudicación. No obstante, se identifica una inconsistencia en la delegación del responsable de dicha verificación:
 - o Según lo señalado en el artículo 32, numeral 6 de la propuesta: "Verificar las condiciones de competencia establecidas en el Artículo 22 de la presente Resolución y remitir el informe correspondiente a la CREG en los plazos que dicha entidad establezca", esta responsabilidad la describe a cargo del Auditor;
 - o Por otro lado, en el artículo 15 de la propuesta, se define que, "...la UPME, durante el proceso de adjudicación, deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de competencia que la CREG determinará en acto administrativo."
- **Artículo 28 que modifica el Artículo 41.- Garantía de Cumplimiento.-**
En el texto de la modificación se indica que "la garantía se hará efectiva en los siguientes casos:
 - Cuando, al finalizar un año contractual, la suma de la generación ideal de la planta y/o unidad de generación destinada para el cumplimiento del contrato sea inferior al 80% de la energía media anual contratada.
 - Por las sumas insolutas, cuando después de realizar el balance anual para un año contractual, el generador no cumpla con la totalidad de su obligación anual, incluido el faltante del año anterior cuando hubo lugar al mismo."

Cordialmente solicitamos integrar como causal de ejecución de la garantía, el contenido del artículo 12. Balance anual, que adicional a los casos mencionados, prevé que:

"En caso de que esta energía sea hasta un 10% menor que la energía media anual contratada, el faltante incrementará la obligación del generador para el siguiente año contractual. Si al finalizar el siguiente año del contrato, el generador no cumple con la totalidad de su obligación anual, incluido el faltante del año anterior, esto dará lugar a la ejecución de la garantía de cumplimiento de que trata el Artículo 41 de la presente Resolución."



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"
Fecha inicio:	08/11/2018
Fecha fin:	23/11/2018
Fecha Comentario:	23/11/2018
Datos de contacto: DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ	Correo electrónico:
Nombre de la empresa o interesado:	CODENSA S.A. E.S.P

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones. Definición Generación Ideal	Artículo 3 que modifica el Artículo 7	Sugerimos incluir en este artículo la definición de Generación Ideal, término fundamental en el desarrollo de esta normativa.
2	Producto a subastar. Tipo de contrato	Artículo 4 que modifica el Artículo 8	Solicitamos ampliar la definición de Tipo de Contrato asociado a Generación Ideal y de manera particular, solicitamos la revisión del producto, de tal forma que permita valorar adecuadamente los riesgos y el contenido de la oferta para poder participar en el mecanismo propuesto por el Ministerio. Como alternativa de solución, reiteramos nuestra propuesta de un producto por bloques horarios que permita a los generadores manejar la intermitencia de la fuente, y a los comercializadores que representan a la demanda tener algún grado de confianza sobre la energía a adquirir y estimar la valoración económica del producto a comprar. Es importante que el comercializador cuente con suficiente información para evaluar el posible contrato dentro de su portafolio de compras, por lo cual es necesario que se conozca el tipo de tecnología, histórico de aportes de la fuente primaria, entre otros aspectos energéticos
3	Actualización del precio del contrato	Artículo 5 que modifica el Artículo 9	Se solicita modificar el IPP base de indexación, de la siguiente forma: IPPtadj _ Índice de Precios al Productor publicado por el DANE, vigente a la fecha de presentación de la oferta para la subasta. Lo anterior, con el fin de que tanto compradores como vendedores tengan un índice real de precios y no se introduzcan incertidumbres que alteren la formación eficiente del precio.
4	Obligaciones generales del vendedor	Artículo 6 que modifica el Artículo 10	- Se recomienda describir la metodología de asignación de la energía "adicional", para el caso de vendedores con más de una contraparte, cuando se cumpla la condición de haber entregado la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta antes de finalizar el año. - Se solicita relacionar los detalles para pactar la opción y en particular aclarar si se requiere suscribir un otrosí al contrato, cómo se definirá el plazo cada año para ejercer la opción y cómo impacta esta opción en la suscripción de las nuevas garantías. - Si bien esta opción podría favorecer a los compradores, se hace necesario reevaluar el diseño del producto, ya que el propósito de suscribir contratos a largo plazo es garantizar coberturas en cantidades y precios durante el periodo de compromiso, y una entrega no prevista de energía desvirtúa el objetivo de cobertura del comprador.
5	Obligaciones generales del comprador	Artículo 7 que modifica el Artículo 11	Es necesario conciliar las obligaciones de pago del comprador con el producto y tipo de contrato descritos en el Artículo 8. – Producto a Subastar, para lo cual recomendamos que quede expresamente descrita la información que entregará el ASIC para efectos de liquidación, la cual debe estar asociada a la energía generada mensualmente. -Otro aspecto decisivo para la participación de los comercializadores que representan a la demanda regulada, es garantizar la recuperación de sus costos, por lo que se solicita revisar la articulación de la normativa de traslado a tarifa, Resolución CREG 121 de 2018, con las obligaciones asignadas al comprador en esta resolución.
6	Balance anual	Artículo 8 que modifica el Artículo 12	Es necesario esclarecer los siguientes vacíos procedimentales: <ul style="list-style-type: none"> • Falta definir cómo se concilian las diferencias en el Balance anual asociado al último año del periodo de vigencia del contrato. • Falta indicar el plazo máximo para que las partes contratantes realicen el balance anual • Falta establecer si se ampliará el monto de la garantía de cumplimiento cuando el faltante de un año se debe cubrir en el año siguiente. • En el caso de incumplimiento por segundo año consecutivo, cómo se asegura que la garantía de cumplimiento del vendedor cubra la totalidad de los faltantes considerando que la garantía cubre un año de obligación y el balance concluyente para la ejecución de la garantía se haría al comienzo del tercer año. • Se sugiere aclarar si el concepto de balance bianual presentado por el MME en diferentes escenarios, continúa vigente.



7	Liquidación horaria	Artículo 9 que modifica el Artículo 21	<p>- Se considera importante que se aclare cómo se aplica el condicional del porcentaje de generación ideal horaria asignado a contratos que dice "en todo caso deberá ser mayor o igual al 50% de dicha generación horaria", así como establecer el propósito del mismo.</p> <p>- Se recomienda establecer una metodología que evite que la entrega de energía se concentre en los primeros meses de cada año del contrato, dejando en riesgo al comprador por eventual adquisición de energía en periodos que no la requiere.</p>
8	Garantía de Seriedad de la oferta por parte de los participantes	Artículo 14 que modifica el Artículo 21	<p>- Se sugiere que la minuta definitiva del contrato de largo plazo de Energía Media Anual, que expida la UPME, esté armonizada con la presente modificación, de tal forma que la exigencia de la garantía de seriedad a los potenciales compradores sea posterior a la precalificación.</p> <p>- Se sugiere validar con las entidades financieras la viabilidad de que la garantía de seriedad tenga como asegurado a "los participantes que actúen como contraparte del oferente incumplido", máxime cuando en la fecha de presentación de la oferta no se conocen los participantes.</p>
9	Condiciones de competencia	Artículo 15 que modifica el Artículo 22	<p>Se identifica una inconsistencia en la delegación del responsable de la verificación de las condiciones de competencia:</p> <p>- Según lo señalado en el artículo 32, numeral 6 de la propuesta: "Verificar las condiciones de competencia establecidas en el Artículo 22 de la presente Resolución y remitir el informe correspondiente a la CREG en los plazos que dicha entidad establezca", esta responsabilidad la describe a cargo del Auditor;</p> <p>- Por otro lado, en el artículo 15 de la propuesta, se define que, "...la UPME, durante el proceso de adjudicación, deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de competencia que la CREG determinará en acto administrativo</p>
10	Garantía de Cumplimiento	Artículo 28 que modifica el Artículo 41	<p>Solicitamos integrar como causal de ejecución de la garantía, el contenido del artículo 12. Balance anual, que adicional a los casos mencionados, prevé que : <i>"En caso de que esta energía sea hasta un 10% menor que la energía media anual contratada, el faltante incrementará la obligación del generador para el siguiente año contractual. Si al finalizar el siguiente año del contrato, el generador no cumple con la totalidad de su obligación anual, incluido el faltante del año anterior, esto dará lugar a la ejecución de la garantía de cumplimiento de que trata el Artículo 41 de la presente Resolución."</i></p>
11	Precalificación de los comercializadores. Requisitos Financieros	Artículo 32 de la Resolución 40791-18 del MME	<p>Se solicita suprimir la obligación del Capital Contable como requisito financiero para la precalificación de los comercializadores, equiparando el tratamiento brindado a los generadores para la precalificación, el cual se encuentra en el artículo 20 de la propuesta, que modifica el artículo 31 de la Resolución 40791-18 del MME.</p>
12	Armonización normativa	Comentario de Carácter General	<p>Es necesario que cualquier modificación asegure la correcta articulación con los documentos relacionados expedidos por la UPME y la CREG.</p> <p>Se recomienda integrar los comentarios y observaciones efectuados a toda la normativa relacionada e incluir este análisis en la Memoria Justificativa de la resolución en consulta.</p>



Comentario 16

De: **NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS - ISAGEN**

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 10:19

Asunto: Comentarios ISAGEN Modificación Res. 40791 de 2018 MME - radicado E2018-011938



662

Medellin, 23 NOV 2018



Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 57-31 CAN
Teléfono 1-2200300, 018000910180
Bogotá D.C.

Referencia: Propuesta ajuste Resolución MME 4-0791 de 20018 (Mecanismo de Contratación de Largo Plazo de Energía Eléctrica).

Señora Ministra:

En atención a su amable invitación para hacer comentarios al borrador de Resolución que busca modificar algunos artículos de la Resolución MME 40791 de 2018, relacionada con las reglas que tendría la subasta para contratos de energía media de largo plazo, nos permitimos compartir con su despacho las siguientes ideas.

Reiteramos la importancia de que el Ministerio y la UPME desarrollen el tema normativo de manera coordinada y coherente con la reglamentación que rige a la generación en Colombia, para que la normas que se expidan hayan tenido los análisis completos de beneficio para el usuario final en todas las componentes tarifarias que se impactan con la entrada al mercado de las energías renovables no convencionales.

Frente a la propuesta en discusión, a continuación, mencionamos algunos cambios significativos presentados en la propuesta en comento para los cuales solicitamos comedidamente al Ministerio de Minas y Energía su consideración:

Posibilidad de no definir una Demanda Objetivo

Creemos que es altamente inconveniente no establecer una Demanda Objetivo para adelantar una subasta de contratos de Energía Media de Largo plazo.

La subasta motivará el ingreso de nueva capacidad de generación proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Como lo ha expresado el Gobierno Nacional, este es un experimento que debe adelantarse con precaución, para no originar problemas económicos y eléctricos, cuyos impactos pueden perjudicar a largo plazo a los usuarios de energía en el país y a los agentes e inversionistas del sector.



ISAGEN hace un llamado al MME para que la aplicación de este instrumento sea dimensionada con prudencia y que sea explícita la demanda tope a contratar bajo este mecanismo, a partir de un análisis de impacto regulatorio. Consideramos que los agentes y participantes deben tener claro el total de la energía que se va a subastar.

Si bien es claro que el Cargo por Confiabilidad y este mecanismo asignan productos diferentes, los agentes que participan en los mismos hacen parte del parque generador, el cual se mueve en un ambiente de competencia y libre mercado. Los ingresos de los generadores provienen de la energía que se vende en la bolsa, los contratos y la confiabilidad. Si se desacoplan o se desligan al liberar la demanda objetivo, puede resultar asignada en el mercado mucha más energía media que la requerida por la demanda; y si además algunos agentes (los existentes) no pueden participar en este mecanismo, no tendrían cómo asegurar sus ingresos, pues podría no haber demanda remanente en contratos, poniendo en riesgo la sostenibilidad financiera de algunas empresas, y por ende, el suministro futuro de la energía para la demanda.

Por lo anterior, invitamos a que se realice un análisis completo del impacto que se tendría ante posibles resultados de la subasta, teniendo en cuenta el diseño de la misma.

Prohibición discrecional en la participación de plantas existentes en la subasta

Consideramos que este tipo de regulación va en contravía de la competitividad del MEM y en contra de la transparencia en los procesos contractuales.

La participación en los procesos de subasta debe ser voluntaria y sin barreras de entrada, evitando así violar principios de competencia, por lo tanto es importante considerar la regulación que está en construcción por parte de la CREG sobre competencia para asegurar que cualquier mecanismo comercial del mercado de energía garantice competencia eficiente tanto en la oferta participante, como en la demanda, así como la de los grupos económicos integrados verticalmente; de tal forma que la demanda que es la que realmente paga por el producto, si pague un precio eficiente formado en condiciones de mercado.

Adicionalmente, sugerimos que en virtud de los ajustes se le solicite a la SIC un pronunciamiento sobre el tema.

Despacho del contrato atado a la Generación Ideal

Solicitamos al MME modificar la forma de establecer el despacho del contrato bilateral que se celebraría entre vendedores y compradores.

Consideramos que es necesario que las plantas tengan un compromiso definido como un porcentaje de la Generación Real por estas razones:

- Se tiene más transparencia para ambas partes, en la cantidad despachada, puesto que coincide con la producción neta entregada en bornes por parte del generador.



- La información del despacho del contrato en función de la generación real se va obteniendo prácticamente en tiempo real y no requiere post-procesos por parte de un tercero (cálculo del Despacho Ideal por parte del ASIC) que sólo se pueden hacer con varios días de rezago.
- La Generación Ideal es un valor que puede estar sometida a Ajustes de Liquidación por parte del ASIC, lo cual "contamina" la liquidación bilateral que adelanten las partes de este tipo de contrato.
- Indirectamente, da señal al generador para ubicarse en zonas de menor congestión eléctrica, puesto que para honrar su contrato, solo lo podrá hacer con producción real.
- No existe posibilidad de que el generador enmascare problemas de disponibilidad en condiciones de limitación de transporte (bajo Generación Ideal, el generador podría salir a máxima capacidad, mientras en condiciones reales, solo puede estar entregando una pequeña fracción de esa capacidad).
- Hacer el balance con generación ideal podría aumentar el tema de restricciones para la demanda. Uno de los criterios de incentivar la entrada de otras fuentes de manera discriminada como se ha desarrollado el tema normativo del ingreso de las renovables no convencionales, es mejorar esta condición y no se garantizaría su cumplimiento.

Comentarios particulares a la propuesta de la Referencia los hemos enviado vía correo electrónico en el Formato dispuesto por el MME.

Esperamos señora Ministra que estas observaciones sean útiles para su despacho y quedamos atentos a aclarar cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,



CAMILO MARULANDA LÓPEZ
Gerente General

Copia: 070, 600, 662, 302, 200
Martha V/Mariluz Y



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía		
Proyecto:	Proyecto de Resolución "Por la cual se Modifica la Resolución 40791 de 2018"		
Fecha inicio:	08/11/2018		
Fecha fin:	23/11/2018		
Fecha Comentario:	23/11/2018 0:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	ISAGEN S.A. E.S.P.		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Demanda Objetivo	Art 11 y 12.	<p>Creemos que es altamente inconveniente no establecer una Demanda Objetivo para adelantar una subasta de contratos de Energía Media de Largo plazo.</p> <p>La subasta motivará el ingreso de nueva capacidad de generación proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Como lo ha expresado el Gobierno Nacional, este es un experimento que debe adelantarse con precaución, para no originar problemas económicos y eléctricos, cuyos impactos pueden perjudicar a largo plazo a los usuarios de energía en el país y a los agentes e inversionistas del sector.</p> <p>ISAGEN hace un llamado al MME para que la aplicación de este instrumento sea dimensionada con prudencia y que sea explícita la demanda tope a contratar bajo este mecanismo, a partir de un análisis de impacto regulatorio. Consideramos que los agentes y participantes deben tener claro el total de la energía que se va a subastar.</p> <p>Si bien es claro que el Cargo por Confiabilidad y este mecanismo asignan productos diferentes, los agentes que participan en los mismos hacen parte del parque generador, el cual se mueve en un ambiente de competencia y libre mercado. Los ingresos de los generadores provienen de la energía que se vende en la bolsa, los contratos y la confiabilidad. Si se desacoplan o se desligan al liberar la demanda objetivo, puede resultar asignada en el mercado mucha más energía media que la requerida por la demanda; y si además algunos agentes (los existentes) no pueden participar en este mecanismo, no tendrían cómo asegurar sus ingresos, pues podría no haber demanda remanente en contratos, poniendo en riesgo la sostenibilidad financiera de algunas empresas, y por ende, el suministro futuro de la energía para la demanda.</p> <p>Por lo anterior, invitamos a que se realice un análisis completo del impacto que se tendría ante posibles resultados de la subasta, teniendo en cuenta el diseño de la misma</p>



2	Producto a Subastar	Artículo 4	<p>Solicitamos al MME modificar la forma de establecer el despacho del contrato bilateral que se celebraría entre vendedores y compradores.</p> <p>Consideramos que es necesario que las plantas tengan un compromiso definido como un porcentaje de la Generación Real por estas razones:</p> <ul style="list-style-type: none">- Se tiene más transparencia para ambas partes, en la cantidad despachada, puesto que coincide con la producción neta entregada en bornes por parte del generador.- La información del despacho del contrato en función de la generación real se va obteniendo prácticamente en tiempo real y no requiere post-procesos por parte de un tercero (cálculo del Despacho Ideal por parte del ASIC) que sólo se pueden hacer con varios días de rezago,- La Generación Ideal es un valor que puede estar sometida a Ajustes de Liquidación por parte del ASIC, lo cual "contamina" la liquidación bilateral que adelanten las partes de este tipo de contrato.- Indirectamente, da señal al generador para ubicarse en zonas de menor congestión eléctrica, puesto que para honrar su contrato, solo lo podrá hacer con producción real.- No existe posibilidad de que el generador enmascare problemas de disponibilidad en condiciones de limitación de transporte (bajo Generación Ideal, el generador podría salir a máxima capacidad, mientras en condiciones reales, solo puede estar entregando una pequeña fracción de esa capacidad).- Hacer el balance con generación ideal podría aumentar el tema de restricciones para la demanda. Uno de los criterios de incentivar la entrada de otras fuentes de manera discriminada como se ha desarrollado el tema normativo del ingreso de las renovables no convencionales, es mejorar esta condición y no se garantizaría su cumplimiento.
3	Obligaciones del Vendedor	Artículo 6	<p>Es necesario desarrollar mayor detalle reglamentario respecto a la forma como se definirá la primera opción de venta de energía a la contraparte, una vez se haya cumplido con la Energía Media Anual adjudicada. Entre otros, se deben dejar resueltas inquietudes como:</p> <ul style="list-style-type: none">i) Dado que pueden existir varias contrapartes, ¿con cuál se debe realizar la primera opción de compra y hasta que porcentaje?, ii) ¿el 50% de la generación ideal se asume para el agregado de todas sus contrapartes? (no es posible asegurar un 50% para cada una de las contrapartes si son más de dos agentes compradores), iii) definir el tiempo máximo que tiene el comprador para ejercer la Opción (no sería equilibrado el negocio si el derecho a ejercer la opción se puede hacer en cualquier momento), iv) Establecer el instrumento comercial que sustentará la Opción de compra, esto es, ¿un nuevo contrato que se suscribe antes de comenzar la vigencia del contrato principal (compra EMA) ?, ¿una cláusula adicional dentro del contrato principal?.



4	Balance Anual y Liquidación del contrato	Artículo 8 y Artículo 9	<p>La propuesta resolvería muchos de los inconvenientes que se habían notificado para la liquidación y balance de cuentas. No obstante, persiste el problema de frontera o borde para el balance que se debe hacer el último año de vigencia del contrato. Adicionalmente, se sugiere analizar la posibilidad de bajar el rango de verificación 80%-90% a 70%-90%, con el fin de aumentar la cantidad de EMA que podrían ofertar los potenciales proyectos de generación. Esto ocurre porque el riesgo de incumplimiento para el generador disminuye.</p> <p>No obstante, se solicita al MME reconsiderar la creación de productos definidos en función de tres Bloques "verticales" horarios (horas nocturnas baja carga, horas diurnas media carga y horas nocturnas alta carga), con el fin de homogenizar el tipo de producto que adquieren los compradores y hacer más eficiente el proceso de asignación de contratos a los oferentes. Por ejemplo, un agente Solar no podría ofrecer sino en el Producto de Bloque de horas diurnas. De esta forma, el comprador tendría menor riesgo en el perfil del contrato que lo está cubriendo contra compras en Bolsa de Energía. El producto podría incluso seguir atado a un porcentaje de la Generación Real y cumplimiento anual de la EMA, solamente en que en lugar de tener un solo producto, se tendrían tres.</p>
5	Prohibición discrecional en la participación de plantas existentes en la subasta	Art 12	<p>Consideramos que este tipo de regulación va en contravía de la competitividad del MEM y en contra de la transparencia en los procesos contractuales. La participación en los procesos de subasta debe ser voluntaria y sin barreras de entrada, evitando así violar principios de competencia, por lo tanto es importante considerar la regulación que está en construcción por parte de la CREG sobre competencia para asegurar que cualquier mecanismo comercial del mercado de energía garantice competencia eficiente tanto en la oferta participante, como en la demanda, así como la de los grupos económicos integrados verticalmente; de tal forma que la demanda que es la que realmente paga por el producto, si pague un precio eficiente formado en condiciones de mercado. Adicionalmente, sugerimos que en virtud de los ajustes se le solicite a la SIC un pronunciamiento sobre el tema.</p>

Comentario 17

De: Jemeiwaakaisas

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 10:26

Asunto: Comentarios proyecto de resolución que modifica la Resolución 40791 de 2018

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía eléctrica		
Proyecto:	Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"		
Fecha inicio:	08/11/2018		
Fecha fin:	23/11/2018		
Fecha Comentario:	23/11/2018		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	JEMEIWAA KA I SAS		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones	Artículo 3, página 2, que modifica el Artículo 7	Se solicita incluir dentro de las definiciones la definición de la generación ideal.
3	Producto a subastar	Artículo 4, página 4, que modifica el Artículo 8	Dado que el CERE se incluirá sobre el 100% del producto a subastar. ¿Podrán estos proyectos participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad? Consideramos que incluir el CERE es acertado en el valor del contrato, sin embargo no es claro como se devuelve el CERE en el caso que uno de los proyectos adjudicatarios de un contrato de largo plazo también le sea reconocida energía firme.
4			El plazo de 10 años para el PPA, y también el pago en COP/kWh van a dificultar un financiamiento tipo "Project Finance". Sugerimos una hacer una extensión del PPA a 15 o 20 años. También, se avisa convertir los COP/KWh en USD/MWh. Se solicita aclarar las motivaciones por las que el plazo de los contratos sigue manteniendo en 10 años y por las que el pago del contrato se mantiene en COP/kWh.
5	Garantías	Artículo 10	En relación con la garantía de puesta en operación, se sugiere revisar si esta se establece de forma independiente o complementaria a la garantía establecida para la subasta del cargo por confiabilidad. Consideramos estas garantías deberían ser complementarias, en el sentido en que se debe armonización el esquema del cargo por confiabilidad con este esquema.
6	Vigencia	Modificación al Artículo 18	En ninguna parte de la Resolución se prevee la entrada de proyectos que puedan tener una fecha de entrada posterior a la que se va a subastar. Existen en el país proyectos con compromisos de entrada a partir del año 2023 y que no podrían participar en la subasta por efecto de su COD. Es importante que se establezca un mecanismo (igual como ocurre con el cargo por confiabilidad) para que se puedan presentar proyectos a la subasta con un COD posterior a la fecha de inicio de la obligación.
7	Otros comentarios vinculados a la Resolución 40795 y las modificaciones que se requieren dadas las modificaciones de la Resolución 40791		El Ministerio debería garantizar que la fecha de entrada de operación de las plantas participantes en la subasta fuera posterior a nuestra obligación de entrada en operación, es decir al 28 de febrero de 2023.
8	Otros comentarios vinculados a la Resolución 40795 y las modificaciones que se requieren dadas las modificaciones de la Resolución 40791		Dado que se ha eliminado en esta propuesta de modificación el mecanismo de cubrimiento para la energía comprometida por parte del generador, proponemos que el Ministerio pueda establecer de manera temporal un mecanismo de cubrimiento al menos durante el primer año de obligación para plantas nuevas. Esta solicitud esta asociada a la propuesta enviada por nuestra compañía a CREG sobre la necesidad de poder ampliar la fecha de obligación de entrada en operación debido a los requerimientos técnicos y de arranque de la potencia total eólica involucrada en la misma fecha en la Colectora 1500 kv

Comentario 18

De: Martínez Aldana, Kelly Cristina, Enel Colombia

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 11:42

Asunto: Comentarios EGP proyecto de resolución que modifica 40791

**FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES**

Sector:	Energía Eléctrica		
Proyecto:	Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"		
Fecha inicio:	8 de Noviembre de 2018		
Fecha fin:	23 de noviembre de 2018		
Fecha Comentario:	23 de noviembre de 2018		
Datos de contacto: Kelly Martínez	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:		Enel Green Power Colombia SAS ESP	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones	Artículo 3	Sugerimos incluir la definición de generación ideal de una planta renovable, entenderíamos que tendría que ser la misma generación real y el tratamiento sería como el de una planta inflexible en las condiciones del despacho actual. De no ser así detallar el tratamiento a las plantas renovables en el despacho ideal.
2	Balance anual	Artículo 8. Parágrafo atraso	Sugerimos aclarar que el comercializador empieza a hacer los pagos desde el inicio del periodo de vigencia del contrato independientemente del atraso. De otra manera no tendría sentido el pago que tendría que hacer el generador a su contraparte. De no ser así, lo que debería ser pagado sería la diferencia entre el precio de PPA y el precio de las compras en bolsa de su contraparte.
2	Balance anual	Artículo 8. Parágrafo atraso	<p>En caso de retraso de entrada en operación de la línea colectora, aunque el proyecto de generación esté listo para inyectar en la fecha garantizada, no existe ningún salvaguardia para el vendedor: interpretamos que se aplicará la cláusula de retraso del inicio de generación, por lo cual el vendedor tendrá que compensar al comprador por la energía no producida al promedio de sus compras al spot. Es una condición extremadamente severa para el generador, sobretodo porque se debe a una circunstancia cuya resolución no está en manos de éste. Por otro lado, en La Guajira no existe solución de conexión temporal que permitiera evacuar la energía de los parques eólicos por una línea alternativa.</p> <p>Sugerimos que este tema se aborde considerando el retraso de la entrada en operación de cualquier proyecto de expansión como Fuerza Mayor, eliminando las penalizaciones al vendedor/generador. La UPME deberá informar de cualquier atraso en la curva S de los proyectos de expansión al generador contratado en la subasta de LP que se pueda ver afectado por esta situación. El generador podrá honrar los contratos con energía de otros contratos que pueda suplir en el MEM o a través de compras en bolsa, costos que trasladará al comercializador como un passthrough a la demanda.</p>



3			Sugerimos que se especifique más en detalle en que momento decide el comprador ejercer la opción de compra del 50% que se compromete el generador a entregar y como se va a compatibilizar esto en el despacho, definir tiempos y condiciones para ejercer esta opción.
4	Puntaje normalizado	Artículo 25	Especifican que el valor que tomará la variable $z(j)$ en la calificación total del proyecto será igual a la diferencia entre el nuevo índice de Shannon – Wiener y el índice base calculado por la UPME. Sin embargo en las aclaraciones de la calificación total determinan que el valor mínimo para la calificación $Min(j)$, será el valor del índice para el año base. Esto generaría un error en la calificación: si el valor que toma la variable $z(j)$ es la diferencia, el valor que tome la variable $Min(j)$ debe ser la diferencia mínima, si el valor que toma la variable $z(j)$ es la nueva variable, ahí sí tendría sentido que el valor $Min(j)$ en la calificación total fuera el índice base.
5	Garantía de cumplimiento	Artículo 28	<p>Teniendo en cuenta la variabilidad de las fuentes no convencionales, para asegurar el estricto cumplimiento de la entrega de la totalidad de la energía faltante del balance al finalizar el año 2, para que no se ejecute la garantía, se necesitaría ofertar una Energía Media Anual (EMA) sustancialmente menor que el caso base de generación anual (P50) y vender los excesos a precios de bolsa, impactando la competitividad de las ofertas de los generadores y trasladándose en un mayor precio ofertado.</p> <p>Proponemos que no se ejecute la garantía el segundo año de operación, sino que se permita cubrir esta energía no generada con otros contratos de respaldo. La garantía se ejecutará a partir del 4to año de operación ante sistemáticos incumplimientos del generador, durante los primeros 3 años de operación.</p>



Bogotá D.C., 23 de Noviembre de 2018
EGP-COL382/18

Doctora:
MARIA FERNANDA SUAREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución por el cual se modifica la resolución MME 40791: "Por la cual se establece un mecanismo de contratación de energía a largo plazo".

Respetada Doctora Suarez,

El Grupo Enel en Colombia está enfocado en tener una visión integrada en el país y con ello aportar al desarrollo de las energías renovables no convencionales de manera sostenible y armónica con la normatividad del sector, contribuyendo así a tener una matriz energética más diversificada.

Es de nuestro interés participar en la construcción de la normatividad que va a establecer la viabilidad de las fuentes no convencionales en el país y reiteramos nuestro apoyo que desde el inicio hemos dado al mecanismo de contratación a largo plazo. Es por esto que en concordancia con los comunicados recientes en relación con las modificaciones a la resolución 40971 hacemos llegar nuestros comentarios.

De forma general, los ajustes propuestos al mecanismo logran mitigar riesgos para la oferta y para la demanda, lo que creemos que se traducirá en una mayor participación. Respecto a las modificaciones, queremos resaltar:

- **Producto:**

El hecho de eliminar el componente fijo de entrega de energía y dejar el componente variable sujeto a la generación ideal horaria de la planta, es muy positivo para estas fuentes, en especial para la solar que depende de las horas de sol para su generación efectiva. Sugerimos aclarar en este mecanismo la definición de generación ideal de una planta renovable, entenderíamos que tendría que ser la misma generación real y el tratamiento sería como el de una planta inflexible en las condiciones del despacho actual. Adicionalmente sugerimos que se revele a la demanda las posibles curvas de generación por tecnología, esto podía ser parte de la información a entregar para la clasificación y podría ser revelada a la demanda antes de tener que entregar la oferta de compra.

- **Balance y liquidación:**

ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S ESP



Sugerimos que se especifique más en detalle en que momento decide el comprador ejercer la opción de compra del 50% que se compromete el generador a entregar y como se va a compatibilizar esto en el despacho, definir tiempos y condiciones para ejercer esta opción.

- **Garantías:**

Vemos positivo el hecho de manejar bilateralmente las garantías. De igual manera, creemos que el valor de la garantía de seriedad debe estar en concordancia con los riesgos a cubrir en ese momento.

También consideramos que teniendo en cuenta la variabilidad de las fuentes no convencionales, para asegurar el estricto cumplimiento de la entrega de la totalidad de la energía faltante del balance al finalizar el año 2, para que no se ejecute la garantía, se necesitaría ofertar una Energía Media Anual (EMA) sustancialmente menor que el caso base de generación anual (P50) y vender los excesos a precios de bolsa, impactando la competitividad de las ofertas de los generadores y trasladándose en un mayor precio ofertado.

Proponemos que no se ejecute la garantía el segundo año de operación, sino que se permita cubrir esta energía no generada con otros contratos de respaldo. La garantía se ejecutará a partir del 4to año de operación ante sistemáticos incumplimientos del generador, durante los primeros 3 años de operación.

- **Criterios de clasificación:**

En este proyecto de resolución especifican que el valor que tomará la variable $z(j)$ en la calificación total del proyecto será igual a la diferencia entre el nuevo índice de Shannon – Wiener y el índice base calculado por la UPME. Sin embargo en las aclaraciones de la calificación total determinan que el valor mínimo para la calificación $Min(j)$, será el valor del índice para el año base. Esto generaría un error en la calificación: si el valor que toma la variable $z(j)$ es la diferencia, el valor que tome la variable $Min(j)$ debe ser la diferencia mínima, si el valor que toma la variable $z(j)$ es la nueva variable, ahí sí tendría sentido que el valor $Min(j)$ en la calificación total fuera el índice base.

- **Retraso entrada Colectora (o cualquier otra obra de expansión en transmisión):**

En caso de retraso de entrada en operación de la línea colectora, aunque el proyecto de generación esté listo para inyectar en la fecha garantizada, no existe ningún salvaguardia para el vendedor: interpretamos que se aplicará la cláusula de retraso del inicio de generación, por lo cual el vendedor tendrá que compensar al comprador por la energía no producida al promedio de sus compras al spot.

Es una condición extremadamente severa para el generador, sobretodo porque se debe a una circunstancia cuya resolución no está en manos de éste. Por otro lado, en La Guajira no existe solución de conexión temporal que permitiera evacuar la energía de los parques eólicos por una línea alternativa.

Sugerimos que este tema se aborde considerando el retraso de la entrada en operación de cualquier proyecto de expansión como Fuerza Mayor, eliminando las penalizaciones al vendedor/generador. La UPME deberá informar de cualquier atraso en la curva S de los proyectos de expansión al generador contratado en la subasta de LP que se pueda ver afectado por esta

ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S ESP



situación. El generador podrá honrar los contratos con energía de otros contratos que pueda suplir en el MEM o a través de compras en bolsa, costos que trasladará al comercializador como un passthrough a la demanda.

Quedamos atentos a solucionar cualquier duda relacionada con estos temas.

Cordialmente,

AZAHARA LOPEZ DURÁN
Representante Legal
ENEL GREEN POWER COLOMBIA SAS ESP



Comentario 19

De: Jaime Restrepo

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 14:28

Asunto: ASOCODIS-Comentarios Proyecto Resolución Modifica RMME 40791/18



Bogotá D.C., noviembre 23 de 2018

ACDS No. 18-239

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

ASUNTO: COMENTARIOS A LA PROPUESTA POR LA CUAL SE MODIFICA LA RESOLUCIÓN MME 40791 DE 2018

Respetada Señora Ministra:

ASOCODIS y sus empresas afiliadas, agradecemos al Ministerio por la expedición de la propuesta publicada el pasado 8 de noviembre, relacionada con la modificación a la Resolución MME 40791 de 2018 y su memoria justificativa, y la realización del taller llevado a cabo el día 22 de noviembre. A través de esta comunicación nos permitimos remitir Comentarios Generales y Específicos sobre el proyecto mencionado, principalmente desde la óptica de la demanda regulada a través de la cual representamos a cerca del 99% de los usuarios de Colombia.

COMENTARIOS GENERALES

Tal como ASOCODIS lo ha expresado en el marco de la construcción de la propuesta de política energética enmarcada en el Decreto MME 0570 de 2018 y las resoluciones reglamentarias, reiteramos que *"vemos adecuado y apoyamos que avancemos en iniciativas que contribuyan a aumentar y diversificar la matriz energética y la incorporación de oferta a precios eficientes y competitivos; a garantizar la seguridad, confiabilidad y la complementariedad del sistema eléctrico; a una mayor oferta para la contratación a largo plazo que incluya periodos en los fenómenos de hidrología crítica (i.e. "El Niño"); e incentivos a la inversión en un marco de neutralidad y competencia ecuánime entre las diferentes tecnologías de generación"*.

1Comunicación ASOCODIS No. ACDS 18-185: "Mecanismo de contratación de largo plazo"



En el contexto anterior, el pasado mes de septiembre le enviamos a su Despacho nuestra comunicación ACDS No. 18-185, la cual adjuntamos, en la que expresamos que para contribuir a alcanzar los objetivos señalados en el párrafo anterior y para que el proceso de la subasta sea exitoso era necesario realizar ajustes por parte del Ministerio de Minas y Energía-MME, de la UPME y de la CREG en los siguientes aspectos: 1). *Sobre la contratación a largo plazo, la gestión de riesgos, la participación de la demanda, la formación de precios, y el traslado a la tarifa;* y 2). *Sobre la integralidad del modelo regulatorio, la institucionalidad y los análisis RIA.*²

Si bien apreciamos los ajustes que se plantean en la nueva propuesta del MME sobre aspectos fundamentales de la subasta incluidos en la Resolución MME 40791, observamos que, aun cuando la participación de la demanda es voluntaria lo cual valoramos y reconocemos, los riesgos para quien participe en la subasta representando a la demanda regulada y que señalamos en nuestra comunicación ACDS No. 18-185, se mantienen, e incluso, se incrementan, y en este sentido, reiteramos que *"en esas condiciones no se tendrían los incentivos suficientes para contratarse bajo el esquema propuesto, o en su defecto, la incertidumbre asociada a la oferta de generación de este mecanismo se trasladaría a los usuarios a través de las tarifas eléctricas"*.³

Lamentablemente la nueva propuesta normativa no soluciona los aspectos planteados en nuestra comunicación mencionada, fundamentalmente porque presenta los siguientes temas a revisar, entre otros:

- El producto a subastar se describe en la resolución como "Pague lo Contratado", sin embargo no tiene características de pague lo contratado sino que funcionaría como un contrato "Pague lo Generado" con *"una curva de generación no conocida previamente por la demanda e imposible de estimar antes de participar en la subasta con lo que esta incertidumbre podría reflejarse en los resultados de la subasta"*.⁴
- Si bien la participación de la demanda es voluntaria, y en la actualidad existe una regulación aplicable sobre los límites de integración vertical y horizontal, se debe considerar los efectos en la formación de precios y sobre el mercado de energía; y en tal sentido, consideramos que *"debe tenerse en cuenta la composición actual de la oferta y la demanda en Colombia, así como las integraciones horizontales y verticales de la industria, entre otros, y también considerar los efectos de la propuesta sobre una eventual concentración en la oferta, y respecto al incremento*

² Ibidem
³ Ibidem
⁴ Ibidem



*de la energía media con que contaría el sistema, desde la perspectiva de eficiencia y competitividad tarifaria”.*⁵

- Aun cuando entendemos que el Decreto MME 0570 de 2018 se soporta, entre otros, en los criterios de diversificación y complementariedad, y desde el objeto de esa directriz de política no se restringe la participación de ningún tipo de tecnología (Art. 2.2.3.8.7.1), observamos que la propuesta sometida a consideración para comentarios no está alineada con este marco de referencia.

Con base en lo anterior, si bien es cierto valoramos y apoyamos los planteamientos del Señor Presidente de la República, Dr. Iván Duque Márquez, para incentivar el desarrollo de fuentes renovables de energía en el país, y con el objetivo que la subasta sea exitosa y con beneficios para todo el país, consideramos en forma respetuosa que la subasta debe estructurarse con *“una distribución de riesgos razonable entre la oferta y la demanda, conforme a la naturaleza de las actividades de negocio de cada uno de los eslabones en la cadena de prestación del servicio, y de esta manera, el riesgo debe asignarse al agente que mejor lo pueda gestionar.”*⁶

Adicionalmente, y dados los cambios en la resolución que implican modificaciones adicionales a las propuestas normativas que se han expedido posteriormente, caso de la Resolución MME 40795/18, la Resolución CREG 121/18, la propuesta de la UPME sobre criterios de calificación, y la propuesta de minuta del contrato planteada por el MME, entre otras, respetuosamente sugerimos que el Ministerio considere la nueva propuesta regulatoria en el marco de la integralidad y coherencia con las normas de otras instituciones.

A su vez, nuestra Agremiación reitera que en el marco de la implantación de la subasta definida en la Resolución MME 40791 y la propuesta modificatoria, se tenga en cuenta la evaluación de los criterios de Análisis de Impacto Normativo (AIN) de la OCDE establecidos en el Documento CONPES 3816 de 2014, en los cuales se plantea de manera cuantitativa el Beneficio Neto para toda la sociedad en su conjunto, lo cual aún no ha sido publicado ni hace parte de la memoria justificativa presentada por el Ministerio en esta oportunidad.

De hecho, el documento soporte de la resolución contiene, entre otros, un capítulo sobre impacto económico en el que se plantea que la propuesta regulatoria no tiene efectos porque no impacta directamente los recursos de la Nación. Consideramos que dicho análisis de impacto debe realizarse cumpliendo con las recomendaciones de la OCDE en materia de política regulatoria y con lo establecido en la Guía publicada por el DNP sobre

⁵ Ibidem
⁶ Ibidem



el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA)⁷, en donde se considere el efecto para todos los involucrados en la decisión que toma el Regulador y no sólo el efecto que origina la medida a adoptar en los recursos de la Nación.

En el contexto anterior, a continuación planteamos y ampliamos algunos Comentarios Específicos sobre la propuesta normativa.

COMENTARIOS ESPECÍFICOS

1. Sobre el producto a subastar

El Artículo 4 de la propuesta regulatoria modifica el tipo de contrato del “Producto a Subastar”, y se establece la posibilidad de ofertar a la contraparte el exceso de energía a través de una primera opción de compra, una vez haya cumplido con la totalidad de la energía media anual adjudicada en la subasta en el año contractual.

Al respecto, y considerando lo planteado en la memoria justificativa de la propuesta normativa (pág. 1), en donde se señala que *“la nueva propuesta elimina el componente fijo de entrega de energía del contrato y deja únicamente el componente variable sujeto a la generación ideal horaria de la planta y/o unidad de generación adjudicada”*, observamos e interpretamos que se aumentan los riesgos para la demanda, respecto a la propuesta inicial contenida en la Resolución MME 40791, con lo cual no se tuvieron en cuenta los ajustes sugeridos por nuestra Agremiación, dado que en la nueva propuesta no se garantiza la entrega firme de la energía por parte del vendedor, por lo cual, persisten y crecen 2 riesgos para la demanda que razonablemente podrían condicionar su participación en la subasta: 1) imposibilidad de estimar la curva de generación de recursos variables especialmente asociados a fuentes renovables no convencionales; 2) la incertidumbre del valor a garantizar ante el mercado por la exposición a bolsa.

En el contexto anterior, es conveniente analizar, revisar y precisar de manera clara lo relacionado con las obligaciones y liquidaciones, entre otras, asociadas al Factor K que se mencionan en la propuesta, en especial respecto a lo siguiente: la obligatoriedad en la entrega horaria del contrato; la liquidación horaria del contrato; los efectos económicos que se originarían por la aplicación de dicho factor horario y la no entrega horaria de energía por parte de los vendedores; la compensación horaria de los efectos económicos

⁷ DNP – OCDE. Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo Proyecto “Incorporando el uso de Análisis de Impacto Regulatorio en el Proceso de Toma de Decisiones de Colombia”, noviembre 2015, pg. 22 y 23.



mencionados con base en los costos asumidos por parte del comprador; entre otros. Por lo anterior, y a fin de mitigar desequilibrios económicos a los agentes del mercado tanto en la oferta como en la demanda, sugerimos que se asegure una adecuada articulación de estos aspectos, en adición a la revisión de los esquemas de liquidación y balance entre la generación real y la generación ideal, entre otros.

De igual manera, el mecanismo propuesto por el Ministerio no contribuiría a resolver la problemática del déficit de contratos de largo plazo del mercado eléctrico, que se ha expresado por parte de ASOCODIS con anterioridad⁸, dado que los usuarios estarían expuestos a la bolsa cuando su comercializador tenga que comprar faltantes en periodos en donde el vendedor no entregue energía, lo cual con la nueva propuesta es aún más incierto.

En el contexto planteado, respetuosamente sugerimos que se revise y replantee el tipo de contrato del producto a subastar, de tal modo que los compradores que representan a la demanda cuenten con una mayor certidumbre con la cual se reflejen condiciones de cobertura y estabilidad de precios para la demanda, y de esa manera la demanda tenga reales incentivos de participación en la subasta planteada, toda vez que el tipo de contrato propuesto se asemeja más a uno de tipo pague lo generado, lo que genera incertidumbre frente a un contrato tipo pague lo contratado con garantía de entrega de energía.

Desde la discusión del proyecto de Decreto sobre lineamientos para las fuentes renovables no convencionales, ASOCODIS ha planteado reiteradamente que *"el desarrollo articulado del mercado eléctrico debe permitir a los promotores de los proyectos de generación gestionar los riesgos para poder honrar los contratos de largo plazo con la demanda"*⁹.

Lo anterior también lo ha expresado el Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas) en reciente estudio para la CREG, cuando manifiesta que *"la optimización de la operación pasa necesariamente por la asignación de riesgos a aquellos actores que estén en mejor condición para gestionarlos. En particular, nadie está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación que el propio generador"*¹⁰.

En opinión de ASOCODIS, en el diseño de contratos de energía de largo plazo, las obligaciones de entrega las debe asumir el vendedor en todo el periodo del horizonte del

⁸Comunicaciones de ASOCODIS remitidas a la CREG (ACDS No. 13-233: "Comentarios Resolución CREG 117 de 2013"; ACDS No. 14-051: "Comentarios documento CREG medias para la promoción de la competencia"; ACDS No. 14-068: "Situación actual del mercado"; ACDS 18-035: "Comentarios al Documento CREG 106 de 2017"; y ACDS 18-138: "Comentarios a la Resolución CREG 068 de 2018", entre otras).

⁹Comunicación ASOCODIS ACDS No. 18-030: "Comentarios al Proyecto de Decreto sobre lineamientos para las fuentes renovables no convencionales"

¹⁰ "Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios (Entregable Versión Final, Página 7)



año contractual, indistintamente de la planta o proyecto de generación, dado que son contratos de tipo financiero.

En resumen, vemos que la demanda que participe en la subasta debe tener herramientas para gestionar adecuadamente los riesgos, que se cuente con señales claras de traslado de precios a los usuarios, sin que sus transacciones resultantes sean apalancadas por sobrecostos a los usuarios. Observamos con mucha preocupación que para garantizar la financiación de los proyectos, se le están trasladando en su mayoría los riesgos a los usuarios, y con ello hacer "bancable" o financiable un proyecto de generación en un contexto de "project finance", lo que no sería adecuado dada la naturaleza de la electricidad como servicio público domiciliario y con el esquema de mercado vigente en el sector eléctrico. Sin duda, los proyectos deben ser financiables, pero con una distribución de riesgos razonable entre la oferta y la demanda.

Por su parte, tal como manifestamos en nuestra comunicación ACDS No. 18-209, consideramos que *"la Resolución MME 40791 podría tener en cuenta y establecer un producto que permita la compra por bloques horarios con beneficios tanto para la oferta como para la demanda"*¹¹. De igual manera, el Ministerio podría tener en cuenta otros mecanismos de contratación, a través de productos estandarizados que se negocien en subastas, tales como el Mercado Anónimo y Estandarizado – MAE, el cual, se prevé en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, que determina los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía. Paralelamente, sugerimos que el Ministerio y/o la CREG aborden la experiencia internacional en relación con regulación económica y técnica para la integración de recursos intermitentes en mercados eléctricos competitivos, caso California, Nueva York, así como en Europa las experiencias de España y Reino Unido, entre otros.

Adicionalmente, dado que el tipo de contrato planteado en la resolución lo han definido como un *"pague lo contratado asociado a un porcentaje de la generación ideal horaria de la planta"*, consultamos si en la liquidación de las restricciones en el SIN debe considerarse el efecto de la propuesta en el costo de los redespachos causados por las plantas asociadas a fuentes renovables no convencionales, lo que se refleja para la demanda en la tarifa a usuario final a través del componente de restricciones.

Para finalizar en este punto, reiteramos la necesidad de asegurar el traslado de los costos eficientes resultantes tanto de estos como de todos los contratos, tal como ASOCODIS lo ha solicitado y expresado en múltiples ocasiones, relacionado con la utilización del factor alfa que no permite la recuperación de los costos de energía a los comercializadores.

¹¹Comunicación ASOCODIS No. ACDS 18-209: "Comentarios a los criterios de calificación (Art 33 a 39 Res MME 40791/18)"



2. Sobre los criterios de calificación

La propuesta de Resolución establece modificaciones estructurales a lo establecido en el Decreto MME 0570 de 2018 sobre *"lineamientos de política para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica"*, el cual, desde su definición normativa no excluye a ningún tipo de tecnología, acorde con el objetivo ii) del mecanismo de *"promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación a largo plazo de proyectos de generación eléctrica nuevos y/o existentes"*, así como a la característica i) del mecanismo relacionada con un *"esquema competitivo de asignación"*; lo que es consistente a lo sugerido por nuestra Asociación en el sentido que *"las subastas que se establezcan para la expansión de la generación integren tecnologías con FRNC y convencionales, y no se restrinjan a un esquema en particular"*.¹²

En el contexto anterior, y considerando que el mecanismo de subasta propuesto corresponde en la práctica solamente a plantas y proyectos nuevos de generación provenientes de fuentes de generación renovables no convencionales, respetuosamente sugerimos revisar, precisar y publicar la naturaleza y los fundamentos del cambio introducido respecto a la Resolución MME 40791 conforme a lo establecido en el Decreto MME 0570, de tal manera que los agentes del sector, los usuarios y la comunidad en general, tengan claridad del mecanismo que prevé reglamentarse.

Adicionalmente, respetuosamente sugerimos que el proyecto de Resolución sea objeto de consulta con la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC, en los términos del numeral 2 del artículo 6 del Decreto 2897 de 2010, sobre la promoción de la competencia y la formación de precios.

3. Sobre la estructura de la industria y la transición

Aun cuando la participación de la demanda es voluntaria, situación que valoramos y reconocemos, y si bien la CREG estableció a través de la Resolución CREG 121 de 2018 una propuesta sobre condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución MME 40791, lo cual está relacionado con el planteamiento del Artículo 22 de la propuesta en comentarios, consideramos que las propuestas, tanto del MME como de la CREG, deben ajustarse, complementarse y publicarse para comentarios, teniendo en cuenta, entre otros, los planteamientos de ASOCODIS realizados a través de la Comunicación ACDS No. 18-210 en el sentido de considerar *"la composición actual de la oferta y la demanda en Colombia, así como las integraciones horizontales y verticales de*

¹²ibid³



ASOCODIS
Asociación Colombiana de
Distribuidores de Energía Eléctrica


la industria, entre otros, y también considerar los efectos de la propuesta sobre una eventual concentración en la oferta, y respecto al incremento de la energía media con que contaría el sistema, desde la perspectiva de eficiencia y competitividad tarifaria".

Por su parte, sugerimos que la resolución que establezca la CREG sobre condiciones de competencia se aborde de manera articulada e integral respecto a la regulación vigente y con otras propuestas regulatorias que están en estudio, tales como la Resolución CREG 80/18 sobre compras de energía eléctrica en el mercado mayorista, la Resolución CREG 105/18 sobre obligaciones y reglas de comportamiento, entre otras.

Es importante que se asegure la articulación normativa entre las disposiciones del Ministerio y otras relacionadas con la CREG en aspectos tales como la estructura general del mercado, la fórmula tarifaria, la liberalización del mercado, la generación ideal de este tipo de plantas y su articulación con el mercado intradiario y de corto plazo que está revisando la CREG a través de estudios (Circular CREG 87 de 2018), el prestador de última instancia y la participación activa de la demanda, de tal forma que el resultado general garantice un beneficio para los usuarios y un equilibrio entre los agentes del mercado de energía en Colombia.

Finalmente, solicitamos respetuosamente considerar nuestros planteamientos en el marco de la propuesta de resolución y quedamos a disposición para ampliar los temas expuestos en esta comunicación cuando lo estime conveniente.

Cordialmente,


JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Se anexa lo indicado

Copia:

Dr. Iván Duque Márquez, Presidente de la República de Colombia
Dr. Alberto Carrasquilla Barrera, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Dra. Gloria Amparo Alonso Másmela, Directora Departamento Nacional de Planeación
Dr. Carlos Enrique Moreno, Alto Consejero Presidencial
Dra. Clara Parra Beltrán, Alta Consejera para la Competitividad y el Sector Privado.
Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía, MME
Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director Ejecutivo CREG
Dr. Ricardo Ramírez, Director General UPME
Dr. Andrés Barreto González, Superintendente de Industria y Comercio
Dra. Natasha Avendaño, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios



COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No RADICACION: E-2018-008952
MEDIO: CORREO
ORIGEN: ASOCIACION COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELECTRICA -ASOCODIS-
DESTINO: Christian Jaramilla



Bogotá D.C., septiembre 6 de 2018

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



ACDS No. 18-185



ASUNTO: MECANISMO DE CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO

Respetada Señora Ministra:

La Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica -ASOCODIS- y sus empresas afiliadas, como responsables de suministrar el servicio de energía eléctrica al 99% de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, con presencia en el 96% de los municipios de Colombia, le reiteramos que recibimos con entusiasmo su designación como Ministra de Minas y Energía, y le deseamos el mejor de los éxitos en su gestión al frente del sector Minero Energético.

En el contexto anterior, consideramos y manifestamos nuestro respaldo y apoyo a las iniciativas normativas que contribuyan a los objetivos legales planteados en el marco de la institucionalidad del sector eléctrico, a partir de lo contenido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y 1715 de 2014, entre otros.

En este sentido, valoramos y respaldamos los planteamientos del Señor Presidente de la República, Dr. Iván Duque Márquez, para incentivar el desarrollo de fuentes renovables de energía en el país, por lo cual, manifestamos que vemos adecuado y apoyamos que avancemos en iniciativas que contribuyan a aumentar y diversificar la matriz energética y la incorporación de oferta a precios eficientes y competitivos; a garantizar la seguridad, confiabilidad y la complementariedad del sistema eléctrico; a una mayor oferta para la contratación a largo plazo que incluya periodos en los fenómenos de hidrología crítica (i.e. "El Niño"); e incentivos a la inversión en un marco de neutralidad y competencia ecuanime entre las diferentes tecnologías de generación.

Al respecto, durante el Gobierno anterior se avanzó en temas relacionados con el mercado de energía, y especialmente, se expidieron lineamientos de política para la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, a través del Decreto MME 0570/18, cuya reglamentación fue definida a través de las Resoluciones MME 4 0791 y 4 0795 de 2018, en las que se recogieron e incorporaron planteamientos de nuestra Asociación, especialmente en lo relacionado con la participación voluntaria de la demanda1, entre otros. No obstante, consideramos que para asegurar suficiente concurrencia por parte de la demanda en las subastas a realizar, observamos que

1 Comunicaciones de ASOCODIS: ACDS No. 18-030: Comentarios a la propuesta de Decreto sobre lineamientos para las fuentes renovables no convencionales; ACDS No. 18-138: Comentarios al Proyecto de Resolución sobre contratación a largo plazo de proyectos de generación eléctrica.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha: 06/09/2018 11:09:22
Folios: 4
RADIO: 1-2018-055099



4 folios





existen algunos aspectos que creemos adecuado tener en cuenta por parte del MME, la UPME, así como por la CREG, en lo correspondiente a la definición e implantación del mecanismo de contratación establecido en las normativas mencionadas, de tal manera que se contribuya a alcanzar los objetivos señalados en el párrafo anterior, tal como señalamos a continuación:

SOBRE LA CONTRATACIÓN DE LARGO PLAZO, LA GESTIÓN DE RIESGOS, LA PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA, LA FORMACIÓN DE PRECIOS Y EL TRASLADO A TARIFA

ASOCODIS considera que debe existir una distribución de riesgos razonable entre la oferta y la demanda, conforme a la naturaleza de las actividades de negocio de cada uno de los eslabones en la cadena de prestación del servicio, y de esta manera, el riesgo debe asignarse al agente que mejor lo pueda gestionar. Adicionalmente, reiteramos, tal como lo planteamos en nuestras comunicaciones ACDS 18-130 y 18-138, que el diseño de mecanismos de contratación de energía de largo plazo, debe propiciar que la demanda que participe en la subasta tenga herramientas para valorar y gestionar adecuadamente los riesgos, que se cuente con señales claras de traslado de precios a los usuarios, sin que sus transacciones resultantes sean apalancadas por sobrecostos a los usuarios, entre otros.

Al respecto, dada la problemática asociada al déficit de contratos de largo plazo en el mercado eléctrico, tal como se muestra en la Gráfica 1, en donde para el caso de los comercializadores que atienden demanda regulada, se aprecia que a partir del año 2021 presentan un nivel de exposición a bolsa superior al 60%, se hace necesario considerar mecanismos de contratación que permitan asegurar adecuados niveles de cobertura para la atención de sus usuarios con atributos de eficiencia y competitividad, entre otros, y en el marco de lo mencionado en el párrafo precedente.



Gráfica 1. Cobertura demanda regulada. Cálculos ASOCODIS, 2018

En este sentido, si bien la definición del producto a subastar en la Resolución MME 40791/18 es "Pague lo Contratado" asociado a un porcentaje de la generación real del proyecto y a una cantidad mínima despachada de energía², consideramos que en la práctica el producto a subastar funcionaría como un contrato "Pague lo Generado" con una curva de generación no conocida previamente por

² "Dicha cantidad corresponderá al 10% de la generación promedio horaria equivalente de la energía media anual" (Art. 8)



ASOCODIS
Asociación Colombiana de
Comercializadores de Energía Pública

la demanda e imposible de estimar antes de participar en la subasta con lo que esta incertidumbre podría reflejarse en los resultados de la subasta. En este sentido, los usuarios estarían expuestos a la bolsa (comprando o vendiendo faltantes o excedentes), lo cual se traduce en un riesgo para la demanda que participe en este tipo de subastas. Sobre este aspecto, ASOCODIS considera que en esas condiciones no se tendrían los incentivos suficientes para contratarse bajo el esquema propuesto, o en su defecto, la incertidumbre asociada a la oferta de generación de este mecanismo se trasladaría a los usuarios a través de las tarifas eléctricas. En tal sentido, es conveniente disminuir la incertidumbre y el riesgo por parte de los comercializadores, y de esta forma se asegure suficiente concurrencia por parte de la demanda en las subastas a realizar.

Adicionalmente, si bien reconocemos y valoramos el avance de la normatividad al establecer que la participación de la demanda será voluntaria, es conveniente precisar como operaría el esquema en el caso de integraciones horizontales y verticales, entre otros, tal como lo expresamos en nuestra comunicación ACDS No. 18-138, enviada al MME el pasado mes de junio, en la cual expresamos que *“debe tenerse en cuenta la composición y concentración actual de la oferta y demanda en Colombia, así como las integraciones horizontales y verticales de la industria, entre otros, y también considerar los efectos de la propuesta sobre una eventual concentración en la oferta, y respecto al incremento de la energía media con que contaría el sistema, desde la perspectiva de la eficiencia y competitividad tarifaria”*.

Para finalizar en este punto, es fundamental, asegurar el traslado de los costos eficientes resultantes de los contratos, tal como ASOCODIS señaló al Regulador en la comunicación ACDS 18-137 con los comentarios a la Resolución CREG 068/18, en donde se reiteró sobre las limitaciones que impone la regulación actual al comercializador que atiende el mercado regulado por la utilización del factor alfa que no permite la recuperación de los costos de compra de energía a los comercializadores, por condiciones que difícilmente se pueden calificar como una gestión inadecuada en el proceso de compra de energía.

SOBRE LA INTEGRALIDAD DEL MODELO REGULATORIO, LA INSTITUCIONALIDAD Y LOS ANÁLISIS RIA

Es adecuado que la implantación del mecanismo planteado por el MME se lleve a cabo de forma consistente e integral con otros temas que la CREG está considerando en la agenda regulatoria, de tal forma que el resultado general garantice un equilibrio entre el beneficio para los usuarios y para los agentes del mercado de energía en Colombia, y de esta manera para toda la sociedad en su conjunto.

En el contexto anterior, es importante también analizar la consistencia e integralidad del esquema propuesto con las propuestas contenidas en las Resoluciones CREG 068/18, 080/18 y 105/18, entre otras, así como con el mecanismo de expansión a través de diferentes instituciones, para lo cual respetuosamente sugerimos que exista una articulación de los esquemas de expansión de la infraestructura de generación en el país, en el marco de la institucionalidad establecida en las leyes 142 y 143 de 1994 y 1715 del 2014.



ASOCODIS
Asociación Colombiana de
Distribuidores de Energía Domiciliar

Nuestra Agremiación reitera que en el marco de la implantación de la subasta definida en la Resolución MME 4 0791, se tenga en cuenta la evaluación de los criterios de Análisis de Impacto Normativo (AIN) de la OCDE establecidos en el Documento CONPES 3816 de 2014, en los cuales se plantee de manera cuantitativa el Beneficio Neto para toda la sociedad en su conjunto, lo cual aún no ha sido publicado.

Finalmente, solicitamos respetuosamente considerar nuestros planteamientos en el marco de la implantación de los lineamientos del Decreto MME 0570/18 y quedamos a disposición para ampliar los temas expuestos en esta comunicación cuando lo estime conveniente.

Cordialmente,



JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

Copia:

Dr. Iván Duque Márquez, Presidente de la República de Colombia
Dr. Alberto Carrasquilla Barrera, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Dra. Gloria Amparo Alonso Másmele, Directora Departamento Nacional de Planeación
Dra. Clara Parra Beltrán, Alta Consejera para la Competitividad y el Sector Privado
Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director Ejecutivo CREG
Dr. Ricardo Ramírez, Director General UPME
Dr. Pablo Felipe Robledo del Castillo, Superintendente de Industria y Comercio
Dra. María Paula Jaramillo Restrepo, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios (E)



Comentario 20

De: Dirección Regulación Energía

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 14:26

Asunto: Comunicación con Radicado EPM 20180130151259 con asunto: "Comentarios al proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018"

Página 164 de 171



Medellín, 23 de noviembre de 2018

20180130151259

Señora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 N°57-31 CAN
Bogotá D.C.

ASUNTO: Comentarios al proyecto de Resolución "Por la cual se modifica la Resolución 4 0791 de 2018".

Respetada señora Ministra,

El Grupo EPM reconoce los esfuerzos realizados por el Ministerio para establecer lineamientos de política pública e instrumentos regulatorios que permitan mantener una matriz energética limpia y adaptada para hacer frente a los efectos del cambio climático. Queremos también reiterar nuestro compromiso para aportar ideas, recursos y esfuerzos que contribuyan al desarrollo integral, equilibrado y sostenible del mercado de energía en nuestro país, con el objetivo de garantizar un abastecimiento confiable y eficiente a los usuarios, por lo que agradecemos al Ministerio revisar el contenido de la Resolución 4 0791 y nuevamente permitir al mercado presentar sus observaciones a la reglamentación del Decreto 0570.

Tomando en consideración los lineamientos de política establecidos por el Ministerio en el Decreto 0570, los ajustes propuestos a la resolución y la memoria justificativa de la misma, procedemos de manera respetuosa a poner a su consideración nuestros comentarios a la propuesta, los cuales abordaremos en tres secciones, una primera donde expondremos nuestras observaciones generales, la siguiente con comentarios específicos y la última sección donde esbozamos el mecanismo que consideramos más adecuado para establecer contratos de largo plazo que además de ofrecer una cobertura efectiva a la demanda sean un instrumento útil para el apalancamiento de los proyectos que lo consideren conveniente.



Destacamos la oportunidad ofrecida a los compradores, de participar voluntariamente en el mecanismo, no obstante, con relación al producto subastado, encontramos que, los ajustes que sobre éste se proponen, no mitigan los riesgos para la demanda, aun cuando la opción descrita en el punto 1.5 de la Memoria Justificativa del proyecto de resolución tiene este propósito. En este sentido, el mecanismo propuesto no ofrece una cobertura a la volatilidad de precios de corto plazo al usuario final y en consecuencia, estos contratos resultan inocuos para suplir las necesidades de cobertura que ha expresado la demanda de tiempo atrás.

De un lado, porque el riesgo de contraparte y la incertidumbre con la que el comprador debe presentarse a la subasta respecto al perfil de generación que atenderá su demanda, se mantienen, y de otro, porque eliminar el 10% de energía horaria mínima no solo exacerba el riesgo de precio al que se verá expuesto el comercializador que adquiera este contrato, sino que implicará un mayor valor por concepto de restricciones a toda la demanda, considerando que la liquidación diaria de este producto se asemeja a un contrato del tipo Pague lo Generado.

Como lo hemos señalado en diversas comunicaciones a lo largo de la intensa discusión y proceso de comentarios que ha dado lugar a la expedición del Decreto 0570 de 2018 y las Resoluciones 4 0791 y 4 0795 de 2018, así como los comentarios que hemos realizado a los documentos sometidos a consulta por la UPME, reiteramos la necesidad de establecer lineamientos consistentes con la motivación planteada en el Decreto y de preservar la libre competencia en virtud de los beneficios que permiten alcanzar los esquemas en competencia para la atención de los usuarios.

Con los ajustes propuestos a los criterios de calificación en los artículos 21, 22 y 23 de la propuesta y la facultad que se establece en el artículo 17 de la resolución en consulta por la cual el Ministerio tiene la facultad de determinar la conveniencia de permitir o no la participación de plantas existentes en la subasta, queda claro que el esquema reglamentado por esta resolución constituye un esquema de expansión por tecnología, en lugar de un mecanismo de cobertura de precios para la demanda.

Al respecto vemos con preocupación, la discrecionalidad con la que dicha expansión puede ser direccionada, no solamente por los privilegios que la regla permite otorgar a ciertas tecnologías, sino por dejar abierto a que las subastas de este mecanismo puedan ser convocadas sin una periodicidad establecida y sin límite de cantidad, lo que no es coherente con la disponibilidad energética en el país, con el modelo de expansión indicativo establecido en la Ley 143 de 1994, ni con el esquema de competencia establecido para la actividad de generación en la misma Ley.

La implementación de esquemas de incentivos diferenciados por tecnología, tienen efectos adversos tanto para la oferta como para la demanda, y en consecuencia, para la sostenibilidad del mercado. Sobre este asunto, vemos necesario referenciar nuevamente el caso australiano, mercado en el que los instrumentos de expansión desacoplados han afectado las señales de inversión y elevado las tarifas al usuario final.



Comentarios específicos al proyecto de resolución

Con relación al artículo 4, por el cual se ajustan las características del Producto a subastar contenidas en el artículo 8 de la resolución 4 0791 de 2018, encontramos que los ajustes realizados como son eliminar el 10% de energía horaria mínima y asociar el cumplimiento del contrato a la generación ideal, en reemplazo de la generación real, son modificaciones que sin duda aportan a despejar riesgos de la oferta que participa del mecanismo en cuestión, no obstante, implica riesgos para otros participantes del mercado ajenos al proceso, como la demanda que voluntariamente decidió no participar en el mecanismo o las plantas existentes o nuevas diferentes a FNCER, debido a que las reglas establecidas en este esquema no se los permiten.

Lo anterior debido a que todos los participantes del mercado deberán asumir los costos de la intermitencia de estas plantas, los generadores, a través de la desoptimización de su operación y administración de recursos causada por los redespachos requeridos para soportar dicha intermitencia, y la demanda, a través del pago de los costos de los redespachos causados por estas plantas, los cuales se reflejan en la tarifa en la componente Restricciones.

La opción incorporada al artículo 10 de la resolución 4 0791, ofrece un control a los riesgos asumidos por la demanda, no obstante, vemos necesario que se establezca en la resolución mayor detalle en asuntos operativos que son esenciales para permitir hacer uso de esta opción, como son: i) en que momento se ofrece, ii) como prioriza la opción entre los compradores que son atendidos por dicho generador, iii) como se oficializa contractualmente la transacción, iv) como se armoniza con los tiempos de registro exigidos por el ASIC.

Encontramos que, las facultades adicionales incorporadas al artículo 18 de la resolución 4 0791 incorporan demasiada subjetividad al mecanismo, al punto que modifica el esquema de expansión indicativa establecido en la Ley 143 de 1994 por un modelo de expansión centralizada, con las implicaciones para la competencia que este tipo de modelo implica, por lo anterior vemos inconveniente este ajuste.

En este mismo sentido, consideramos que el ajuste realizado al artículo 24 de la resolución 4 0791, por la cual otorga al Ministerio la facultad de definir la participación o no de plantas existentes, y a los ajustes realizados a los criterios establecidos en los artículos 34, 35 y 36, son contrarios al mandato de ley que tiene el Estado de promover la libre competencia en las actividades del sector eléctrico, el cual se establece en el artículo 3 de la Ley 143 de 1994. Adicionalmente desconoce los preceptos establecidos en los artículos 20 y 42 de la misma Ley, los cuales indican que:

Artículo 20. *"En relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo"*



del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible."

Artículo 42. *"Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras de cualquier orden deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los usuarios atendidos directamente por ellas, por el término que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Tales contratos se celebrarán mediante mecanismos que estimulen la libre competencia y deberán establecer, además de los precios, cantidades, forma, oportunidad y sitio de entrega, las sanciones a que estarán sujetas las partes por irregularidades en la ejecución de los contratos y las compensaciones a que haya lugar por incumplimiento o por no poder atender oportunamente la demanda."*

Considerando que la competencia ha sido pilar fundamental del sector eléctrico del país durante casi 25 años, lo cual ha permitido maximizar el beneficio social a través de mejoras en la calidad, oportunidad y costo del servicio, encontramos inconveniente para el país establecer un esquema de expansión o un esquema de contratación que no permita la libre competencia entre quienes tienen la capacidad y el interés de ofrecer un servicio con la misma calidad y oportunidad, por lo que sugerimos reconsiderar este ajuste. Y en todo caso, someter a concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio esta propuesta.

Con relación a las modificaciones realizadas al Proceso de Adjudicación de la Subasta establecidas en el artículo 26 de la resolución 4 097 1, consideramos necesario reconsiderar la posibilidad de realizar la subasta sin una demanda objetivo, especialmente teniendo en cuenta que el mecanismo corresponde a una subasta de expansión. Encontramos necesario establecer una demanda objetivo para cada subasta, la cual tiene que ser consistente con los objetivos que se busca alcanzar.

Esquema de contratos de largo plazo propuesto

En esta sección presentamos las características que a nuestro juicio debe reunir un mercado de contratos de largo plazo que tenga como propósito equilibrar la asignación de riesgos entre participantes nuevos y existentes tanto desde la oferta como de la demanda.

Este mecanismo consiste en una subasta de contratos estandarizados de energía del tipo Pague lo Contratado con un plazo máximo de 10 años. Los proyectos que resulten ganadores de la subasta de contratos de largo plazo comprometerán su ENFICC en el esquema del Cargo por Confiabilidad, la cual será calculada con la metodología vigente para cada tecnología y será remunerada al precio vigente en dicho esquema al momento de convocar la subasta.

Un aspecto fundamental de este mecanismo es que debe ser voluntario para la demanda, de manera que para garantizar el interés de esta en participar en estas subastas y asumir los riesgos de contratarse a un plazo tan largo es necesario efectuar ajustes a la reglamentación vigente en materia de traslado tarifario.



Periodicidad y cierre de la subasta

Las subastas deben realizarse anualmente y tener un período de planeación de cuatro años, de manera que tanto oferta como demanda pueda incorporar con suficiente anticipación las expectativas de fenómenos climáticos extremos, así como los cambios en las expectativas de demanda y la configuración esperada de la matriz energética. La asignación de las subastas y la remuneración de la energía comprometida en este esquema debe efectuarse con el precio marginal del respectivo producto en la subasta.

Participantes en la subasta

La energía que podrá ser ofertada en este esquema será aquella producida por plantas nuevas o en construcción sin discriminar o establecer condiciones especiales a ninguna tecnología. En el caso de la demanda, como se señaló antes, participa de manera voluntaria, siendo representada por comercializadores o distribuidores debidamente registrados en el MEM.

Productos

Los productos deben ser estandarizados y diseñarse de manera que tengan la posibilidad de ser negociados fácilmente en el mercado secundario del Mercado Estandarizado de Contratos. Todos los contratos subastados serán del tipo Pague lo Contratado, pudiéndose definir productos horarios o estacionales que se adapten a los riesgos de las diferentes tecnologías y permitan una mejor gestión de los mismos.

Por último, queremos agradecer al Ministerio habernos ofrecido una nueva oportunidad de compartir nuestros comentarios sobre la reglamentación de este mecanismo, cuyo adecuado diseño e implementación es de crucial importancia para garantizar la sostenibilidad del sector eléctrico, la confiabilidad del suministro y el desarrollo del país.

Quedamos atentos a ampliar los comentarios y complementar la información que consideren necesaria.

Cordial saludo,

JORGE LONDOÑO DE LA CUESTA
Gerente General y Líder del Grupo EPM

Copia:
Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía, MME
Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director Ejecutivo CREG
Dr. Ricardo Ramírez, Director General UPME

estamos ahí.

Comentario 21

De: María Juliana Tascon

Fecha: vie., 23 nov. 2018 a las 14:29

Asunto: Comentarios SOLARPACK _ Modifica la Resolución 4 0791 de 2018

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Resolución "Por la cual se establecen lineamientos técnicos para la suspensión temporal y el	
Fecha inicio:		18/10/2018	
Fecha fin:		16/11/2018	
Fecha Comentario:		23/11/2018 0:00	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		SOLARPACK Colombia S.A.S.	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Transición	Art. 1	Teniendo en cuenta las reglas transitorias de operación para FNCER que está elaborando la CREG, es necesario que la CREG también ajuste y aclare la regulación relativa a la conciliación, liquidación y facturación del CxC para los proyectos con FNCER, así como se define para los proyectos de generación No Despachados Centralmente.
2	Producto a Subastar	Art. 4	Para hacer que los contratos sean mas bancables, atraer mayores inversiones y que éstas resulten en precios de energía eficientes, se sugiere considerar un periodo de vigencia del contrato mayor a 15 años y que el contrato tenga una tarifa determinada en USD o bien la tarifa está en COPs pero indexada a los movimientos de tipo de cambio.
3	Obligaciones generales del vendedor	Art. 6	Con el proposito de disminuir el riesgo de suministro a la demanda y atraer a los comercializadores a la subasta, sugerimos que se permita tener una cobertura para el cumplimiento de la Energía Media Anual con mecanismos disponibles en el mercado. Con respecto a la obligación de ofrecer a la contraparte al menos el 50% de la Generación Ideal de la planta, una vez se haya cumplido con la EMA, sugerimos realizar talleres en conjunto con XM para determinar cómo va a ser el despacho, liquidación y facturación de esa energía.
4	Balance Anual	Art. 8	Se sugiere poder respaldar la EMA con mecanismos de cobertura disponibles en el mercado.
5	Garantía de Seriedad de la Oferta por parte de los Participantes	Art. 14	El artículo 21 anterior, establecía que el momento de presentar la garantía de seriedad era al momento de presentar la oferta económica. Sin embargo, en los pliegos y en el art. 31 de esta resolución, está como requisito de pre-calificación, presentar la garantía de seriedad. Se sugiere dejar la redacción del art. 21 donde se establecía la obligación de entregar la garantía de seriedad al momento de realizar la oferta económica
6	Condiciones de Competencia	Art. 15	Se sugiere solicitar a la CREG que determine las condiciones de competencia previamente, pues esto puede generar incertidumbre para el comprador.
7	Garantías	Art. 19	Sugerimos dejar claro que la garantía de construcción/puesta en operación y la garantía de cumplimiento se deben presentar en momentos diferentes. La garantía de construcción/puesta en operación, debería presentarse al momento de ser adjudicado el contrato y la de cumplimiento, presentarse antes de la entrada en operación comercial y una vez se haya cumplido con el hito de construcción. En cuanto a la garantía de pago que debe presentar el comprador, insistimos en la necesidad de que el gobierno continúe trabajando en la estructuración de una garantía "paraguas" que pueda mejorar el riesgo de contraparte. Finalmente, y aunque no es materia de regulación por parte de esta resolución si no del pliego, solicitamos revisar el importe de la Garantía de Seriedad de la Oferta y limitarlo a un monto razonable teniendo en cuenta los montos definidos para otro tipo de subastas y otras garantías, como la de construcción.



8	Criterio de Seguridad Energética Regional	Art. 23	<p>En cuanto al criterio de seguridad energética regional, y más concretamente al cálculo del balance de potencia, tenemos el siguiente comentario:</p> <p>Puede ocurrir que un proyecto se encuentra situado en un área eléctrica en la cual, según dice UPME, el balance de potencia es positivo (es decir, la capacidad instalada es mayor que la demanda máxima de potencia) y por ello el proyecto puntúa 0. Sin embargo, de acuerdo con el estudio de conexión y el concepto del Operador de Red, resulta conveniente incluir el proyecto dentro de su red eléctrica, dado que no existe generación local, y por tanto este proyecto agregaría notable confiabilidad a la misma.</p> <p>En estos casos, proponemos una revisión en el cálculo de este indicador para que ciertos proyectos que se encuentren en la situación mencionada, se evalúen teniendo en cuenta estas particularidades ya que si no se tienen en cuenta, se está subvalorando el aporte real a la confiabilidad del área donde se ubican.</p>
---	---	---------	--

Que dichos comentarios fueron enviados al área correspondiente, para ser tenidos en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo o responder al solicitante.

En constancia firma,



Julián Eduardo Páez Gil

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Julián Eduardo Páez Gil