



GRUPO DE GESTION DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"

Fecha de inicio de publicación: 18 de mayo de 2019

Fecha fin de publicación: 27 de mayo de 2019

Se amplió Plazo: 29 de mayo de 2019

Solicitantes: Bibiana Andrea Cuartas
Oficina de Asuntos Regulatorios y
Empresariales

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinEnergía/
- Atención al Ciudadano/Foros/
- Redes Sociales
- Correo electrónico ciudadanos

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=24108507&idLbl=Listado+de+Foros+de+Mayo+De+2019>



Listado de Foros de Mayo De 2019

Se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación

Sector Energía

Fecha Inicio 18 de mayo de 2019

Fecha Fin 29 de mayo de 2019

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento Propuesto

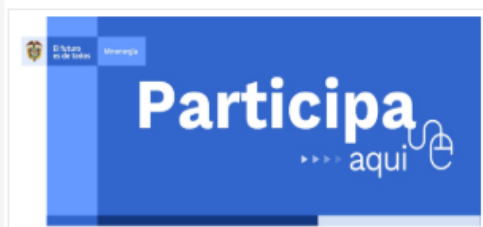
Proyecto de Resolución "[Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018.](#)"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pc Ciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo miércoles 29 de mayo de 2019.

Documentos adicionales

- [Memoria Justificativa](#)

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



Se amplia plazo del Proyecto de Resolución "Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación"

Se amplia plazo del Proyecto de Resolución "Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su... **miércoles 22 de mayo de 2019, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinEnergía**

Sector: Energía

Ilustración 2 Divulgación: minenergia/home/Otras noticias



Minenergía @MinMinas · 18 may.

Proyecto de Resolución 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" > bit.ly/2WRWKsE



Diego Mesa

6 16

Minenergía @MinMinas · 27 may.

Se amplía el plazo para participar en el Proyecto de Resolución "Por la 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..." bit.ly/2YOVk2L



7 6

Ilustración 3 Divulgación: minenergía/redes sociales



Proyecto de resolución en consulta ciudadana MME - Se define e implementa

Ministerio de Minas y Energía Participación Ciudadana <pciudadana@minenergia.gov.co>
para aarias, aasmr, aavendanopaez, abedoyaes, abermudez, abula, aciemvalledireccion, ades91.santacol, adicomex, administracion, ad

¡Participa!

Hasta el próximo **27 de mayo** te invitamos a aportar tus observaciones y/o comentarios al proyecto de resolución 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 en cumplimiento a los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"**.

Consulta más información en www.minenergia.gov.co/foros o comunícate a la línea de atención **01 8000 910 910** en todo el país.



Atentamente,

Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano
pciudadana@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31- CAN
Tel: (+57) 2200300
Bogotá, Colombia

Ilustración 4: convocatoria ciudadanos/correo electrónico

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión Proyecto de Resolución *"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"*

Se recibieron veintiocho (28) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

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

Comentario 1

De: Gerencia De Regulación, ENEL Colombia

Fecha: lunes, 20 de mayo de 2019 a las 19:09

Asunto: RV: Comentarios ENEL EMGESA Mecanismo Contratación Largo Plazo



Bogotá D.C.,
CGRRI-074-19

Señor
DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No.57-31, CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios de Enel Emgesa a la Subasta de Contratos de Largo Plazo

Estimado Dr. Mesa:

Teniendo en cuenta los resultados de la primera Subasta de Contratos de Largo Plazo - SCLP, queremos reiterar al Ministerio nuestro apoyo al mecanismo y en este sentido presentar algunas propuestas de mejora para que las próximas versiones del mismo sean exitosas. En general, y como lo hemos manifestado en múltiples oportunidades, vemos necesaria la implementación de mecanismos de mercado que promuevan la contratación de largo plazo, de tal forma que la demanda reduzca su exposición a la volatilidad de los precios de bolsa, y se viabilice la incorporación de nuevos proyectos al sistema que incrementen la energía disponible para contratación.

En este sentido, a continuación presentamos de forma temática algunas consideraciones, que esperamos sean incluidas en los análisis del Ministerio.

Participación en la subasta

Teniendo en cuenta el contexto del sector eléctrico colombiano, donde el mercado de energía mayorista y minorista se encuentra en competencia para todos los segmentos (usuarios regulados y no regulados), consideramos indispensable que la participación en la subasta de contratos de largo plazo sea voluntaria para todos los agentes. En este sentido, se debe mantener la estructura inicial de dos puntas, donde los generadores y comercializadores presentan ofertas de compra y venta.

Con el fin de aumentar la participación en la subasta, es importante hacer una mayor divulgación del mecanismo entre todos los comercializadores y usuarios no regulados, revisando y mejorando la efectividad de los canales de comunicación del Ministerio y la UPME. En varias oportunidades, nos enteramos de los talleres que se realizaron por medios personales y no a través de la difusión masiva que se espera para este tipo de procesos. Así mismo, es importante



que se definan y publiquen las reglas definitivas para la participación en la subasta con suficiente anticipación y al mismo tiempo, de tal forma que los agentes puedan realizar sus análisis con tiempo y valoraren de forma detallada sus riesgos.

Si la difusión y promoción del mecanismo no es suficiente para atraer participantes, se debe considerar la implementación de incentivos para los comercializadores, teniendo en cuenta lo previsto actualmente en la regulación para el caso de los contratos bilaterales. Además, es necesario ajustar la fórmula de traslado del costo de los contratos de largo plazo en la tarifa a usuarios regulados, prevista en la Resolución CREG 020 de 2019, de tal forma que se reconozcan tanto el precio como todos los costos de transacción y de garantías y así no se generen más riesgos para los comercializadores por la compra de este producto. Así mismo y en complemento, se debe promover en el mercado esquemas adicionales de contratación donde los comercializadores tengan un rol más activo en la definición de los precios.

Por último, es importante definir una demanda objetivo que permita la participación de proyectos de mediana y gran escala, que puedan atender las necesidades de cobertura que hoy enfrenta el mercado y que evalúe también escenarios de sobre instalación del sistema, que no generan valor para el mismo. Para esto, se requiere que la realización de la subasta cuente con un soporte robusto por parte de la UPME, que de tranquilidad al mercado sobre la necesidad de llevarla a cabo y que en efecto sea un mecanismo complementario al Cargo por Confianza.

Producto

En complemento a la comunicación previamente enviada al Ministerio en relación con las alternativas de un nuevo producto y con el fin de dar mayor liquidez al mismo, sugerimos que se diseñe y promueva un mercado secundario donde las plantas existentes y nuevas puedan participar, y los generadores tengan alternativas para cubrir sus compromisos horarios. De esta manera, se minimizan los riesgos para los agentes y se da dinamismo al mercado spot y de contratos.

Requisitos de entrada

Respecto a los criterios de calificación de la subasta (resiliencia, complementariedad, seguridad energética y emisiones), sugerimos que se elimine la normalización de los mismos y se revise el efecto que tiene el tamaño y el factor de planta de los proyectos en los resultados. De la experiencia de la primera subasta, observamos que el diseño actual de los criterios beneficia a unas tecnologías mientras castiga a otras, impidiendo la participación de un mayor número de proyectos, que al final es uno de los objetivos del mecanismo.

Por otra parte, sugerimos viabilizar la participación de un mayor número de oferentes agilizando el proceso de solicitud de punto de conexión ante los operadores de red, transmisores y la UPME,



así como elaborar un plan de choque que favorezca la asignación de conexión a agentes que en efecto tienen intenciones de construir y operar proyectos de generación.

Indicadores de competencia

Los indicadores de concentración y dominancia previstos para la subasta no son adecuados ya que se enfocan en las cantidades adjudicadas y no en la eficiencia del precio resultante, el cual debería ser su objetivo. En efecto, el índice de Herfindahl–Hirschman (IHH) es tradicionalmente utilizado por las autoridades de competencia con el fin de calcular el grado de concentración de un determinado mercado o una determinada industria, en este sentido su aplicación en la subasta sobrevalora los proyectos que ofertaron mayor energía, lo cual no permite capturar los beneficios de proyectos eficientes pues desincentiva la instalación de iniciativas a gran escala.

Por lo anterior, sugerimos a continuación dos alternativas de modificación sobre indicadores para la subasta:

- Opción 1: Entendiendo que se mantienen los indicadores de competencia actuales, se propone que su aplicación se realice sobre el total de la oferta presentada a la SCLP (todas las ofertas del sobre 2), de tal forma que se asegure que hay competencia suficiente y puja por la asignación general.
- Opción 2: Si se busca prevenir situaciones en las cuales un agente integrado al participar en ambas puntas ejerza poder de mercado, se plantea mantener únicamente el indicador de participación y en complemento revisar ex ante los niveles de contratación entre agentes integrados verticalmente (por ejemplo para el primer año de inicio de la subasta) y posteriormente como resultado de una primera iteración de la subasta, se calculen los límites y se verifique que no se exceda el valor permitido en las normas vigentes en las asignaciones de la subasta entre agentes integrados (60%), en caso de encontrarse que el límite se supera, se debe iterar nuevamente incluyendo como restricción el acotamiento en el nivel de contratación del agente identificado.

Garantías

Sobre las garantías, sugerimos que se permita la presentación de pólizas como garantía de seriedad. Esto reduciría el costo de las mismas y las equipararía a lo que se presenta hoy en el mercado de contratos bilaterales. Además, consideramos importante que la regulación prevea el traslado del costo de las garantías a través del cargo de comercialización al mercado regulado.

En relación con las garantías bilaterales bancarias se sugiere analizar opciones de flexibilidad que reduzcan los costos. Una opción, es que este tipo de garantías se entreguen 6 meses antes de comenzar los contratos y entre la fecha de realización de adjudicación de la subasta y los 6 meses



antes del inicio del contrato se establezcan pólizas de cumplimiento de contrato (Esta flexibilidad debe depender también del tipo de producto).

Finalmente, en cuanto a las garantías de Electricaribe, es importante que en las normas de la subasta sea claro para todos los agentes que una vez se acabe la intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos, a la nueva o nuevas compañías les aplican las mismas condiciones que a cualquier otro participante.

Quedamos atentos a cualquier aclaración o ampliación sobre los temas y propuestas planteadas.

Cordial saludo,

DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ

Gerente de Regulación, Relaciones Institucionales y Medio Ambiente



Comentario 2

De: Alejandro Invernon

Fecha: miércoles, 22 de mayo de 2019 a las 16:59

Asunto: Comentarios de Canadian Solar a Memoria Justificativa y Resolución Subasta publicada el 18 de mayo de 2019

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	22/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	CANADIAN SOLAR ENERGY COLOMBIA SAS		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto a subastar	Artículo 8 página 6, Resolución Subasta CLP	Cantidad: Energía en KWh para cada una de las horas del día como viene expresado, o sería la cantidad de energía para cada una de las horas del bloque de energía para el que el vendedor realiza su oferta?
2	Período de vigencia	Artículo 8, página 6, Resolución Subasta CLP	¿Se puede extender la duración del contrato a 20 años?
3	Tipo de contrato	Artículo 8, página 6, Resolución Subasta CLP	En caso de haber cumplido con la energía contratada bajo el contrato de forma previa a la finalización del año de cumplimiento, la generación de la planta puede ser destinada a la venta en el mercado bajo precio de bolsa. Sugerimos que el compromiso de entrega de energía sea mensual en vez de anual de forma que se permita la venta de excedentes durante todos los meses del año
4	Minuta del contrato	Artículo 13, página 8, Resolución Subasta CLP	Se comenta que será definida antes que el pliego de de bases. ¿Se prevé la publicación de la Minuta (PPA) definitiva, junto con el pliego de las bases , calendario de subasta y garantías?. De no ser así, solicitamos que todos los documentos mencionados (Pliego, PPA, Garantías, Calendario) se publiquen el mismo día y con un período de tiempo suficiente respecto al día de adjudicación (al menos 3 meses)



5	Participación de la demanda	Artículo 14, página 8, Resolución Subasta CLP	Se habla de participación voluntaria de la demanda. La aprobación del PDN con una obligación para los comercializadores de vender un 8-10% de energía con origen renovable, no implicaría que se puede obligar a participar a la demanda?
6	Oferta de los participantes	Artículo 20, página 9, Resolución Subasta CLP	En caso de que un participante solo quiera ofertar en un bloque, ¿deberá presentar "0 paquetes de energía" para los bloques en los que no quiere participar?
7	Oferta de los participantes	Artículo 20, página 9, Resolución Subasta CLP	La cantidad de paquetes de energía ofertada para un bloque concreto, ¿se dividirá equitativamente entre las horas del bloque? Es decir, si por ejemplo se ofertan 10 paquetes de energía para el Bloque 2, ¿significa eso que se estaría ofertando 0,5 MWh para cada una de las horas que van desde las 7 am hasta las 5 pm? ¿Como se realizará el balance y comprobación de la energía que el generador produciría, al final de cada hora o al final de cada bloque? Si se comprometen eso 10 paquetes de energía para esas 10 horas, se cumpliría con el compromiso entregando los 10 paquetes al final del bloque, o habría que cumplir entregando 1 paquete por hora?
8	Oferta de los participantes	Artículo 20, página 9, Resolución Subasta CLP	No entendemos que significa el que cada vendedor podrá establecer un número máximo y mínimo de paquetes de energía para cada bloque intradiario? ¿Como funcionaría esto?
9	Garantías	Artículos 32, 33 y 35. Resolución Subasta CLP	Es necesario que el formato final de las garantías sea publicado junto con los pliegos, calendario de subasta y Minuta de contrato, para poder negociar la financiación de los proyectos con suficiente tiempo, y obtener mejores condiciones, la cuales repercutirán en el precio ofertado por los vendedores. Además solicitamos que se faciliten otras formas o métodos de garantía respecto a la primera subasta, permitiendo la póliza de seguro.
10	Volumen de subasta	Página 4 de Memoria Justificativa	El volumen subastado va a btenerse de los Planes de expansión? Que escenario sería el que se tomaría en consideración? Que % de dicho escenario se ofertaría? La demanda no puede ser obligatoria, ya que en el PDN se obligaba a las comercializadoras a tener un 8-10% de energía procedente de renovables?



Comentario 3

De: Olga Ruiz

Fecha: viernes, 24 de mayo de 2019 a las 6:01

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución...

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	24/05/2019		
Nombre de la empresa o interesado:	DIVERXIA INFRAESTRUCTURAS, S.L.		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	VALENCIA, ESPAÑA		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto a subastar	Artículo 8, página 6	DUDA: cada vendedor adjudicado deberá suscribir un contrato de energía con CADA comprador, o solo con el/los comprador/es con el/los que su oferta haya casado, en caso de que esto se produzca?
2	Producto a subastar	Artículo 8, num. c), página 6	PERIODO DE VIGENCIA DEL CONTRATO: en nuestra opinión lo ideal sería que fuese de 15 o 20 años.
3	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20, num. b), página 9	OFERTA DE VENTA: no queda claro si existe una <u>obligación por parte del vendedor de ofertar paquetes de energía en todos los bloques intradiarios</u> . Por ejemplo, ¿sería posible ofertar energía solo para el bloque 2, y no ofertar para el bloque 1 y 3? En caso de que esto no sea posible existe una clara desventaja para la tecnología fotovoltaica, la cual únicamente podría generar energía en el bloque 2, y por tanto, en caso de que deba obligatoriamente ofertar también en los bloques 1 y 3 debería acudir al mercado para comprar esa energía que no es capaz de generar. POR FAVOR, DETALLAR SI HAY OBLIGATORIEDAD DE OFERTAR EN TODOS LOS BLOQUES



4	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20, num. a) y b), página 9	<p>DUDA: en la resolución <u>no se dice nada de que en la oferta de compra los compradores deban especificar por bloques intradiarios, sin embargo para los vendedores sí se dice expresamente que deben indicar la cantidad de Paquetes de energía a vender para cada bloque intradiario.</u></p> <p>¿Es un error y el funcionamiento es el mismo para todos? por que más abajo en el Art. 21 sí que se dice que los bloques intradiarios aplican a compradores y vendedores.</p> <p>POR FAVOR, ACLARAR SI LOS COMPRADORES TAMBIÉN DEBEN ESPECIFICAR POR BLOQUES INTRADIARIOS, DADO QUE SI NO, EN LA PRACTICA VEMOS COMPLICADO QUE ESTO PUEDA ENCAJAR CON LAS OFERTAS DE VENTA, DADO QUE EN LAS OFERTAS DE VENTA, CADA TECNOLOGÍA VA A TENER UNA CURVA DE PRODUCCIÓN DISTINTA.</p>
5	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20, num. B) ,página 9	<p>En relación a la frase: "El vendedor podrá entregar una (1) o más ofertas, indicando cuáles de ellas deben considerarse de manera concurrente en el proceso de adjudicación", entendemos que cuando el vendedor entrega más de una oferta de venta debe especificar expresamente cuando éstas deben ser consideradas de manera conjunta.</p> <p><u>Creemos que sería bueno decir explícitamente que también habría que indicar cuando éstas deban considerarse de manera excluyente.</u></p>
6	Bloques intradiarios	Artículo 21, página 9	<p>Para garantizar la neutralidad en cuanto a tecnologías, <u>sugerimos que se eliminen los bloques intradiarios y que lo que se oferte sea una cantidad de energía media anual, como se ha realizado en subastas realizadas en otros países.</u></p>
7	Tope Máximo	Art. 23, pagina 10	<p>Nuestra sugerencia es que el tope máximo se informado en las bases y pliegos de forma que tanto compradores como vendedores puedan tenerlo en cuenta a la hora de formular sus ofertas.</p>

Comentario 4

De: Alejandra Corredor

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 10:55

Asunto: Comentarios proyecto de Resolución donde se establecen las reglas de la Subasta de contratación de largo plazo.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	27/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Plazo del contrato	Art. 8 Pg. 6	El periodo mencionado es entre 10-20 años, pero en la memoria justificativa se dice que seguirá siendo de 12 años. Este plazo sigue siendo muy corto, en especial porque la financiación esta amarrada a este plazo lo que redundaría en precios de oferta más altos y menos competitivos. Se sugiere dejarlo al menos en 15 años.
2	Minuta de contrato	Art.13 Pg.8	Para poder tener las garantías exigidas se requieren al menos tres meses de conocer las exigencias y condiciones de estas y la minuta de contrato.
3	Condiciones de las ofertas participantes	Art. 20, Lit. B Pg. 9	Si la oferta es de un número de paquetes para todo el bloque horario falta claridad en las implicaciones tienen los mínimos y máximos solicitados.
4	Riesgo de contraparte	No está en la resolución	No se incluye ninguna garantía por parte de la contraparte, ni se menciona como sería la asignación de lo contratos a los compradores, pudiendo un generador tener varios contratos con diferentes comercializadores, que en primer lugar no se conocen de antemano (haciendo una valor mayor de riesgo) y no sabido si se van a manjar varios contratos con cada uno o mediante un esquema de cámara de contrato centralizado, con garantía única. Cómo generadores el desconocimiento del futuro comprador es uno de los aspectos críticos que podían desincentivar la participación o presentar ofertas a precios muy elevados teniendo una valoración alta ante no saber quien es la contraparte.



Comentario 5

De: **NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS**

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 11:11

Asunto: Comentarios Mecanismo contratación de LP E-2019-004343



E2019-004343



662

Medellín, 24 MAY 2019

Doctora
MARIA FERNANDA SUAREZ
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Telefax 1-2200378
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá D.C.

Referencia: Proyectos de Resoluciones para implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo y convocatoria a la subasta

Señora Ministra:

ISAGEN agradece el trabajo que ha realizado el Ministerio de Minas y Energía (MME) para rediseñar algunos elementos de la subasta, en especial la definición de un nuevo producto que promueva la incorporación de nueva generación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y a la vez responda a las necesidades de cubrimiento de riesgo de mercado que requiere la demanda de energía colombiana, representada por los comercializadores del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Adicionalmente, vemos como aspecto positivo que la Resolución en consulta mantenga la necesidad de que se validen indicadores de competencia para garantizar que la subasta sea exitosa y la demanda obtenga precios eficientes.

Sin embargo, como se ha expresado anteriormente, consideramos importante que estos procesos tengan una Demanda Objetivo conocida y que la misma se defina con base en análisis de mercado, actualizados a la fecha de la realización de las subastas.

A continuación, ponemos a su consideración otros elementos o inquietudes sobre las normas expedidas para discusión.

1. Actualización del Precio del Contrato

La Resolución en consulta propone realizar una indexación mixta, donde el precio está asociado en un componente de 60% en moneda externa y de 40% en moneda local.



ISAGEN considera que al tener una base de precios que es el CERE y estar éste ya nominado en USD, es más simple mantener una indexación única del precio del contrato atada a moneda local (COP/kWh) e indexada solamente con el Índice de Inflación de Colombia.

En caso de insistir con la propuesta de una indexación mixta, vemos necesario corregir la formulación para que se utilice la Serie ID: WPSFD41312 (PPI Commodity data for final demand - Private capital equipment, seasonally adjusted) que fue el índice que reemplazó a la Serie ID WPSSOP3200 y cambiar la base de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la fórmula de indexación del componente en USD. Creemos que no debe ser la TRM del mes anterior, sino la TRM del mes de adjudicación.

2. Control para cantidades máximas a ofertar por los Vendedores

Es conveniente establecer en la norma, un control (e.g. tope) sobre las cantidades máximas que pueden ofrecer los Vendedores en una subasta, con el fin de evitar desvirtuar el propósito del mecanismo. Si bien los contratos Pague lo Contratado son contratos financieros, creemos que deben tener un tope relacionado con la capacidad de entregar energía del proyecto de generación que se está ofertando en la subasta. De esta forma se asegura que no se esté empleando el mecanismo para asegurar contratos de energía a largo plazo con una cantidad de energía que no corresponda a la energía media o máxima que puede entregar el proyecto.

Agradecemos la atención a nuestras observaciones y le deseamos éxito con esta iniciativa que adelanta su despacho.

Cordialmente,



CAMILO MARULANDA LÓPEZ
Gerente General

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



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		27/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		ISAGEN S.A. E.S.P.	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Medellín	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actualización Precio del Contrato	Artículo 9	La Resolución en consulta propone realizar una indexación mixta, donde el precio está asociado en un componente de 60% en moneda externa y de 40% en moneda local. ISAGEN considera que al tener una base de precios que es el CERE y estar éste ya nominado en USD, es más simple mantener una indexación única del precio del contrato atada a moneda local (COP/kWh) e indexada solamente con el Índice de Inflación de Colombia.
2	Actualización Precio del Contrato	Artículo 9	En caso de insistir con la propuesta de una indexación mixta, vemos necesario corregir la formulación para que se utilice la Serie ID: WPSFD41312 (PPI Commodity data for final demand - Private capital equipment, seasonally adjusted) que fue el índice que reemplazó a la Serie ID WPSOP3200 (se puede consultar en el siguiente link: https://data.bls.gov/timeseries/WPSFD41312) y cambiar la base de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la fórmula de indexación del componente en USD. Consideramos que no debe ser la TRM del mes anterior, sino la TRM del mes de adjudicación.



3	Actualización Precio del Contrato	Artículo 9	Como alternativa, se sugiere que al menos la componente de moneda externa solo se corrija anualmente (un mismo valor para el periodo enero a diciembre), para evitar la volatilidad por cambios en la TRM y reducir el impacto del carácter preliminar que tiene el IPP USA por cuatro meses. Se ajustaría con la variación del IPP USA de los meses de diciembre (ó noviembre) anteriores al año a liquidar.
			$P_t = P_{tUSD} + P_{tCOP}$ $P_{tCOP} = P_{tadj} \times 0.4 \times \frac{IPP\ COL_t}{IPP\ COL_{tadj}}$ $P_{tUSD} = P_{tadj} \times 0.6 \times \frac{IPP\ USA_y}{IPP\ USA_{tadj}} \times \frac{TRM_y}{TRM_{tadj}}$
			<p>Donde:</p> <p>P_t: Precio de la oferta de venta actualizado, expresado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh] en el mes t.</p> <p>P_tadj: Valor ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh] por el generador en su oferta de venta y que haya sido adjudicado en el mes de adjudicación de la subasta.</p> <p>IPP USA_y: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital privado, para el mes de diciembre anterior más próximo al mes t, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312)</p> <p>IPP USA_tadj: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital privado, para el mes de adjudicación, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312)</p> <p>TMR_y : Promedio mes de la tasa representativa del mercado, reportado por el Banco de la República, para el mes de diciembre anterior más próximo al mes t</p> <p>TRM_tadj : Promedio mes de la tasa representativa del mercado, reportado por el Banco de la República, para el mes de adjudicación.</p> <p>IPP COL_t Índice de Precios al Productor para el mes t publicado por el DANE.</p> <p>IPP COL_tadj Índice de Precios al Productor del mes de adjudicación de la subasta publicado por el DANE.</p>



4	Indicadores de Competencia	Artículo 19	Vemos como aspecto positivo que la Resolución en consulta mantenga la necesidad de que se validen indicadores de competencia para garantizar que la subasta sea exitosa y la demanda obtenga precios eficientes.
5	Control cantidades máximas a ofertar por Vendedores	Artículo 20, literal b	Es conveniente establecer en la norma, un control (e.g. tope) sobre las cantidades máximas que pueden ofrecer los Vendedores en una subasta, con el fin de evitar desvirtuar el propósito del mecanismo. Si bien los contratos Pague lo Contratado son contratos financieros, creemos que deben tener un tope relacionado con la capacidad de entregar energía del proyecto de generación que se está ofertando en la subasta. De esta forma se asegura que no se esté empleando el mecanismo para asegurar contratos de energía a largo plazo con una cantidad de energía que no corresponda a la energía media o máxima que puede entregar el proyecto

Comentario 6

De: **MANUEL MOSQUERA**

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 13:11

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	24/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	COLREN 1		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Cali, Valle		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto a subastar	Artículo 8	Consideramos que es prácticamente imposible para las centrales de generación renovable prever la energía a entregarse a cada hora del día, para elaborar la oferta. Para que la oferta sea creíble, se debería ofrecer un producto a un plazo lo más largo posible, como por ejemplo una cantidad de energía media anual. Además, el precio de energía debe ser en dólares americanos para que los Parques puedan acceder a financiación; en cuanto al plazo de contrato lo más adecuado es que sean 20 años.
2	Criterios de precalificación	Artículo 29	Creemos que no es correcto que se requiera a los oferentes el concepto de conexión aprobado por UPME, ya que esto da lugar a participar solamente a los proyectos que ya tienen el proceso iniciado de antemano, que no necesariamente son los proyectos más beneficiosos para el sistema en su conjunto, no sólo desde el punto de vista técnico y económico, sino también de resiliencia para la red.
3			



Comentario 7

De: COLREN 2

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 14:00

Asunto: Se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación...

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		27/05/2019 16:00	
Nombre de la empresa o interesado:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Cali, Valle	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto a subastar	Artículo 8	Consideramos que es prácticamente imposible para las centrales de generación renovable prever la energía a entregarse a cada hora del día, para elaborar la oferta. Para que la oferta sea creíble, se debería ofrecer un producto a un plazo lo más largo posible, como por ejemplo una cantidad de energía media anual. Además, el precio de energía debe ser en dólares americanos para que los Parques puedan acceder a financiación; en cuanto al plazo de contrato lo más adecuado es que sean 20 años.
2	Criterios de precalificación	Artículo 29	Creemos que no es correcto que se requiera a los oferentes el concepto de conexión aprobado por UPME, ya que esto da lugar a participar solamente a los proyectos que ya tienen el proceso iniciado de antemano, que no necesariamente son los proyectos más beneficiosos para el sistema en su conjunto, no sólo desde el punto de vista técnico y económico, sino también de resiliencia para la red.
3			



Comentario 8

De: William Ángel

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 15:13

Asunto: comentarios al proyecto de Resolución Subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		27 DE MAYO DE 2019	
Nombre de la empresa o interesado:		WILLIAM ANGEL ROBLEDO	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Medellín	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			<p>El Artículo 22.- Proyectos que participarán en la subasta.- limita la participación en la subasta a los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (Artículo 5 de la Ley 1715 de 2014) que entren después de la fecha de adjudicación de la subasta, con capacidad efectiva mayor o igual a 20 MW. Los proyectos con capacidad efectiva igual o superior a 5 MW podrán participar en la subasta siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado de conformidad con la reglamentación vigente.</p> <p>Esta restricción en la participación de proyectos y centrales va en contra de los principios de libre competencia, neutralidad y eficiencia económica que debe garantizar el mercado eléctrico mayorista. Paradójicamente, en los Considerandos del Proyecto de Resolución se citan apartes de la Ley 143 de 1994 relacionados con la eficiencia económica en la prestación del servicio, los principios de eficiencia, transparencia, neutralidad y confiabilidad establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018 que deben demostrar los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para atención a Usuarios Regulados y los lineamientos del Decreto 0570 de 2018, en donde se establece 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, entre otros. Sin embargo, las restricciones a la libre participación en la subasta de proyectos y centrales va claramente en contra de los principios señalados en los Considerandos del Proyecto de Resolución.</p>



1	Proyectos que Participarán en la Subasta	Artículo 22, página 9/16	<p>El mecanismo de subasta limita la participación mediante cuatro restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Proyectos con FNCER ii) Que entren después de la subasta iii) Mayores a 20 MW iv) Los mayores a 5 MW se deben acoger a Despacho Centralizado <p>Comentarios a las restricciones de participación:</p> <p>i) Limitar la participación a proyectos con FNCER va en contra de los principios de neutralidad y eficiencia. La Ley 1715 establece importantes incentivos a la generación con FNCER que junto con la significativa disminución de costos de los últimos años deben garantizar la suficiente competitividad de proyectos de generación a partir de dichas fuentes para su participación e igualdad de condiciones con proyectos por fuera de las FNCER.</p> <p>La demanda objetivo a subastar fue de 1.183 GWh/año (algo más del 1% de la demanda del primer año del período de suministro) por lo tanto, no es muy significativo el aporte a los objetivos i), iii) y iv) del Decreto 570 de 2018 asociados a la resiliencia de la matriz eléctrica ante eventos de cambio climático, la complementariedad y la seguridad energética nacional respectivamente. Sin embargo, los impactos de dichas restricciones de participación al objetivo ii) de eficiencia en la formación de precios serían significativos, como se explica en los comentarios a las demás restricciones.</p> <p>ii) la restricción a la participación de plantas existentes es contraria al objetivo ii) del Decreto 570 de 2018 que se refiere a 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> <p>iii) Limitar la participación a plantas mayores de 20 MW NO tiene ninguna justificación en los objetivos del Decreto 570 de 2018. De hecho, el Indicador de Dominancia de la CREG en la pasada subasta indicaría mas bien la necesidad de limitar la participación de proyectos grandes que harían inviable el cumplimiento de este indicador.</p> <p>Así mismo, restringir la participación de plantas menores, No Despachadas Centralmente (PNDC) va en contra nuevamente del objetivo ii) de eficiencia en la formación de precios, puesto que se obliga a este tipo de plantas a renunciar a su condición de PNDC con implicaciones significativas en el precio que podría ofertar por la no devolución del CERE. Este efecto en las ofertas podría ser de hasta COP 50/kWh, dependiendo de la ENFICC de este tipo de plantas (PNDC), al obligarlas a acogerse al Despacho Central.</p> <p>En ese sentido, como se advirtió anteriormente, limitar la participación a plantas mayores a 20 MW tiene un efecto significativo en la oferta de plantas menores de 20 MW que pueden acogerse a la condición de PNDC sin devolver el CERE.</p> <p>Al parecer, se trata de una restricción que sólo busca eliminar la ventaja competitiva de las plantas menores a 20 MW, con efecto significativo en los precios de la subasta que asumiría la Demanda y lo que es más delicado aún la Demanda Regulada, que no tiene representante en el Mercado, excepto la CREG.</p> <p>iv) Obligar a los proyectos mayores a 5 MW a acogerse al Despacho Central tiene varios inconvenientes. En primer lugar, al Despacho central sólo pueden acogerse voluntariamente las plantas entre 10 y 20 MW lo que dejaría por fuera de participación a los proyectos menores de 10 MW, independientemente de la tecnología. Para los mayores de 10 MW y menores a 20 MW tendría el efecto de incrementar la oferta de estas plantas en la subasta, tal como se explicó en el punto anterior. Pero el mayor efecto sería sobre los proyectos hidroeléctricos que aspiren participar, ya que por un lado se les obliga a que sean FNCER (menores de 10 MW) y por otro lado se obliga a acogerse al Despacho Central (mayores de 10 MW) y por lo tanto, implícitamente se impide la participación de la generación hidroeléctrica, energía renovable y limpia, la mas abundante en el país, la de mayor distribución en todo el territorio interconectado, la más económica, confiable y que podría ofertar en todos los bloques horarios de la subasta.</p>
---	---	---------------------------------	---



Comentario 9

De: Alexander Rodríguez García – Ecopetrol S.A

Fecha: lunes, 27 mayo de 2019 a las 15:59

Asunto: Comentarios Mecanismo de CLP – Ecopetrol

Radicado Nro: 2-2019-093-9399 Para responder citulo
Ecopetrol - CGC SAN MARTEN
Fecha: May 27 2019 2:49PM
Dependencia: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Destino: MARIA FERNANDA SUAREZ LONDONO
Original Folios: 6 Anexos: 0



Bogotá D.C., 27 de mayo de 2019

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios a la propuesta de resolución *"Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018."*

Respetada Ministra,

En primera instancia queremos resaltar el esfuerzo realizado por el Ministerio de Minas y Energía por mejorar las condiciones del producto a transar mediante el mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica producida con fuentes renovables no convencionales.

Al respecto, en general observamos que el contrato de modalidad *pague lo contratado* con resolución intra-diaria que se propone, se ajusta mejor a las perfiles de demanda de los grandes consumidores, los cuales requieren energía confiable a precios competitivos para mantener la eficiencia en sus procesos productivos. De la misma forma consideramos que el producto propuesto, al ser de carácter financiero, procura una mejor distribución de riesgos entre los agentes involucrados.

Así mismo, consideramos que es positiva la señal que está dando el Ministerio para que el mecanismo se implemente de forma armónica con la regulación del sector, esto es, procurando que los contratos de suministro con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, operen dentro del marco normativo vigente para la operación del Mercado Mayorista de Energía.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
1/6



Gerencia de Estrategia Regulatoria

Adicionalmente, resaltamos que la propuesta mantiene el carácter voluntario para la participación de la demanda, lo cual evidencia que bajo condiciones de mercado e incentivos regulatorios adecuados la demanda y la oferta de energía proveniente de FNCER están en condición de transar productos.

No obstante lo anterior, y con el objetivo de aportar a la construcción del mecanismo, a continuación presentamos algunos comentarios que Ecopetrol S.A. tiene sobre la propuesta del asunto.

Comentarios generales

1. Requisitos para precalificación de los comercializadores

Con respecto a los requisitos generales de precalificación de los comercializadores, previstos en el artículo 30 de la resolución, consideramos que son razonables ya que dan un marco para que la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, establezca un estándar mínimo en los agentes para el cumplimiento de las obligaciones adquiridas a través de los contratos.

A pesar de esto, y con el objetivo de que los requisitos legales y financieros específicos de precalificación no se conviertan en una barrera para la participación de Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. como comercializador, comedidamente solicitamos considerar que dicha sociedad, al ser una compañía de reciente creación y operación¹, cuenta únicamente con estados financieros auditados por revisor fiscal con cierre a 31 de diciembre de 2018.

Dado lo anterior, solicitamos respetuosamente incluir en la Resolución la aclaración expresa según la cual la antigüedad de las empresas de servicios públicos domiciliarios no será obstáculo para su participación, siempre que acrediten capacidad jurídica y financiera. En efecto, este criterio de habilitación se puede convertir en una barrera de entrada para compañías como Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., las cuales a pesar de contar con una demanda eléctrica muy representativa, reconocimiento en el mercado energético colombiano, solidez financiera, etc., pueden quedar impedidas para participar como comercializadores en la subasta por no contar con estados financieros antes de una fecha determinada.

Es de recordar que en la subasta llevada a cabo en febrero de 2019, Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. no cumplía con los requisitos financieros de precalificación por no tener estados financieros anteriores al año 2018.

¹ En efecto: i) el Decreto 422 de 2018 autorizó a Ecopetrol S.A. para participar en la constitución de una filial para la comercialización de energía eléctrica; ii) mediante documento privado de la asamblea general de accionistas del 7 de marzo de 2018, se constituyó Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. y se inscribió en el registro mercantil el 12 de marzo de 2018; y iii) Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. inició operaciones el 7 de diciembre de 2018.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
2/6



Gerencia de Estrategia Regulatoria

2. Condiciones de competencia

Consideramos positivo que el mecanismo establezca condiciones mínimas de competencia que incentiven una oferta diversa de contratos y la formación de precios competitivos.

En este sentido, sugerimos que para verificar las condiciones de competencia se evalúe la posibilidad de mantener los indicadores utilizados en la subasta del 26 de febrero de 2019. En concreto, proponemos modificar el artículo 19 de la resolución, así: *"Para garantizar un proceso de interacción eficiente entre los compradores y vendedores, la UPME deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de competencia definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante Resolución CREG 020 de 2019"*.

Si bien es cierto que las condiciones de competencia no se cumplieron en la subasta pasada, consideramos que los ajustes al producto que se están planteando a través de la propuesta son suficientes para incentivar una mayor participación de la demanda en el mecanismo.

Hacer modificaciones a otros elementos, en este caso de tipo regulatorio, puede generar incertidumbre en potenciales participantes que estén interesados en hacer parte de procesos futuros. Esto podría tener como efecto menor concurrencia de agentes interesados en desarrollar proyectos de FNCER.

3. Armonización de los contratos con la operación del MEM

Si bien en la propuesta es claro que todos los contratos que se firmen como resultado de la subasta se liquidarán en la bolsa de energía, no es claro qué sucede con la energía que no es consumida por el comercializador. Dado que el producto es un contrato pague lo contratado, lo cual obliga al comprador a pagar por la energía independiente de su consumo, no es claro en la propuesta que cuando el volumen contratado exceda la demanda, exista una contraprestación al comercializador, tal y como sucede actualmente en el MEM para los contratos tradicionales².

Por tal razón, respetuosamente proponemos incluir la siguiente redacción en el capítulo 11:

² La Resolución CREG 024 de 1995 establece que: *"...Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden dar las siguientes circunstancias:*

- *Que los contratos no alcancen para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia con los contratos asignados se liquidan al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.*
- *Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real más las pérdidas de referencia. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva..." (Resultado fuera del texto original)*

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
3/6



Gerencia de Estrategia Regulatoria

La asignación de los contratos de energía de Largo Plazo deberá cumplir con lo dispuesto en el numeral 1.1.2 de la resolución 024 de 1995, en lo que respecta a prioridad y remuneración al comercializador.

Por otra parte, y con el objetivo de evitar posibles interpretaciones con respecto a la operación de los contratos resultantes de las subasta, y para facilitar la administración de los mismos, sugerimos complementar la definición del contrato de energía a largo plazo de tal forma que se incluya al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, como único responsable de su liquidación, de igual forma a como sucede actualmente con los contratos bilaterales.

4. Bloques horarios

Como mencionamos inicialmente, vemos de forma positiva que el producto contemple la posibilidad de tener bloques horarios. Este hecho flexibiliza la posibilidad de ofertas de compra y venta de energía que pueden hacer los agentes, en la medida que pueden hacer uso óptimo del recurso dependiendo de la disponibilidad y necesidad que tengan en las distintas horas del día.

A pesar de lo anterior, consideramos que, de acuerdo con el número de agentes que manifiesten interés de participar en el mecanismo, su tecnología y el volumen de energía que vayan a ofertar en cada bloque, existe la posibilidad que para determinados bloques se presente concentración de ofertas de venta, mientras que para otros la oferta sea muy baja. Este hecho se podría presentar en caso de que la mayor parte de la oferta se concentre en tecnología solar. Esto llevaría a que, por ejemplo, en los periodos comprendidos entre las 17:00 y las 07:00 horas las ofertas sean bajas o no existan.

En la medida en que estos bloques sean más pequeños se podrán presentar mayores ofertas de tecnologías diferente a la fotovoltaica, por cuanto el riesgo de no entrega de los generadores se reduce por la mayor flexibilidad.

Dado que desde Ecopetrol estamos interesados en que exista alta concurrencia de oferta durante todas las horas del día, proponemos que para la estructuración de los bloques se tengan en cuenta los volúmenes de energía que está dispuesto a ofrecer cada generador por tecnología, ya que de esto dependerá que existan ofertas a lo largo de las 24 horas. Lo anterior no implica que los volúmenes ofertados deban ser uniformes, ya que entendemos que existen horas en que las cargas son diferentes.

En concordancia con lo anterior sugerimos analizar los bloques horarios establecidos en la Resolución CREG 103 de 2000, en la cual se tienen en cuenta tres periodos de carga (máxima, media y baja), divididos en 7 grupos horarios así:

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
4/6



Gerencia de Estrategia Regulatoria

máxima: 9:00 a 12:00 y 18:00 a 21:00; media 4:00 a 9:00, 12:00 a 18:00, 21:00 a 23:00 y baja: 00:00 a 4:00, 23:00 y 24:00.

5. Costo Equivalente Real de la Energía (CERE)

Con respecto al precio de las ofertas de compra y venta, la propuesta establece que deben realizarse en pesos colombianos sin incluir el CERE. Este componente del precio de oferta, al ser función de la demanda mensual del sistema y de la tasa representativa del mercado, tiene variaciones que se verán reflejadas en el precio final de liquidación de los contratos. Esto significa que a pesar de establecer precios fijos para los contratos durante el período de vigencia, la demanda asumirá la volatilidad mensual.

Con el objetivo de mantener coherencia con el funcionamiento actual del mercado, proponemos que las ofertas de generadores y compradores tengan en cuenta el CERE, lo cual permitirá que el riesgo de volatilidad del precio sea distribuido de forma equitativa entre las partes.

6. Mecanismo de actualización del precio del contrato

De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la propuesta en discusión, el precio de los contratos se actualizará mensualmente con índices que involucran la Tasa Representativa del Mercado del mes (TRM), el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (PPI) y el Índice de Precios al Productor de Colombia (IPP). Este mecanismo de actualización no es claro dado que según lo dispuesto en el artículo 20, las ofertas de compradores y vendedores se deben realizar en pesos colombianos por kilovatio hora (COP/kWh).

Sin perjuicio de que la utilización de variables que generen poca volatilidad a los precios establecidos (como es el caso del PPI de los Estados Unidos) puede ser conveniente para la demanda, consideramos que desde el punto de vista metodológico, lo más adecuado es utilizar índices de actualización que estén calculados en la moneda funcional en las que se hicieron las ofertas que dieron origen a los contratos. De la misma manera consideramos que la TRM, al tener alta volatilidad, no es la variable más indicada para actualizar los precios de los contratos.

Dado lo anterior, proponemos que se mantenga como índice de actualización el IPP, especificando que este corresponde a la oferta interna, y en caso último que se quiera incluir una variable que le dé mayor estabilidad al precio, se mantenga el PPI. En este sentido y dada la volatilidad que ha mostrado la TRM en los últimos años, recomendamos que no se considere para el cálculo de los índices de actualización del precio de los contratos.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
5/6



Gerencia de Estrategia Regulatoria

Comentarios específicos

1. Artículo 20, literal a

Sugerimos complementar el literal a del artículo 20 con la frase resaltada y subrayada, como se expone a continuación:

"(...)

a. La oferta de compra de los compradores deberá contener como mínimo la cantidad máxima de Paquetes de Energía a comprar expresada en números enteros positivos, para cada bloque intradiario, y su precio máximo de compra en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh] con dos (2) decimales de precisión, sin incluir el CERE. La cantidad total diaria de energía ofertada será igual a multiplicar la cantidad máxima de Paquetes de Energía por veinticuatro (24)."

Con esta inclusión se hace explícito que el comprador no está obligado a ofertar un solo valor para todos los bloques.

2. Artículo 20, ofertas concurrentes

Cordialmente solicitamos especificar el alcance del siguiente párrafo dado que no es clara su interpretación:

"...El vendedor podrá entregar una (1) o más ofertas, indicando cuáles de ellas deben considerarse de manera concurrente en el proceso de adjudicación..."

De antemano agradecemos su amable atención y quedamos a su entera disposición para resolver cualquier inquietud al respecto.

Cordial saludo,

CARLOS FERNANDO ERASO CALERO
Gerente de Estrategia Regulatoria

Copia: Doctor Diego Mesa, Viceministro de Energía
Doctor Ricardo Ramírez, Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000
6/6



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		27/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		Ecopetrol S.A.	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	1. Requisitos para precalificación de los comercializadores	Artículo 30	<p>Con respecto a los requisitos generales de precalificación de los comercializadores, previstos en el artículo 30 de la resolución, consideramos que son razonables ya que dan un marco para que la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, establezca un estándar mínimo en los agentes para el cumplimiento de las obligaciones adquiridas a través de los contratos.</p> <p>A pesar de esto, y con el objetivo de que los requisitos legales y financieros específicos de precalificación no se conviertan en una barrera para la participación de Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. como comercializador, comedidamente solicitamos considerar que dicha sociedad, al ser una compañía de reciente creación y operación, cuenta únicamente con estados financieros auditados por revisor fiscal con cierre a 31 de diciembre de 2018.</p> <p>Dado lo anterior, solicitamos respetuosamente incluir en la Resolución la aclaración expresa según la cual la antigüedad de las empresas de servicios públicos domiciliarios no será obstáculo para su participación, siempre que acrediten capacidad jurídica y financiera. En efecto, este criterio de habilitación se puede convertir en una barrera de entrada para compañías como Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., las cuales a pesar de contar con una demanda eléctrica muy representativa, reconocimiento en el mercado energético colombiano, solidez financiera, etc., pueden quedar impedidas para participar como comercializadores en la subasta por no contar con estados financieros antes de una fecha determinada.</p> <p>Es de recordar que en la subasta llevada a cabo en febrero de 2019, Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. no cumplía con los requisitos financieros de precalificación por no tener estados financieros anteriores al año 2018.</p>



2	Condiciones de competencia	Artículo 19	<p>Consideramos positivo que el mecanismo establezca condiciones mínimas de competencia que incentiven una oferta diversa de contratos y la formación de precios competitivos.</p> <p>En este sentido, sugerimos que para verificar las condiciones de competencia se evalúe la posibilidad de mantener los indicadores utilizados en la subasta del 26 de febrero de 2019. En concreto, proponemos modificar el artículo 19 de la resolución, así: "Para garantizar un proceso de interacción eficiente entre los compradores y vendedores, la UPME deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de competencia definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante Resolución CREG 020 de 2019".</p> <p>Si bien es cierto que las condiciones de competencia no se cumplieron en la subasta pasada, consideramos que los ajustes al producto que se están planteando a través de la propuesta son suficientes para incentivar una mayor participación de la demanda en el mecanismo.</p> <p>Hacer modificaciones a otros elementos, en este caso de tipo regulatorio, puede generar incertidumbre en potenciales participantes que estén interesados en hacer parte de procesos futuros. Esto podría tener como efecto menor concurrencia de agentes interesados en desarrollar proyectos de FNCER.</p>
3	Armonización de los contratos con la operación del MEM	Artículo 11	<p>Si bien en la propuesta es claro que todos los contratos que se firmen como resultado de la subasta se liquidarán en la bolsa de energía, no es claro qué sucede con la energía que no es consumida por el comercializador. Dado que el producto es un contrato pague lo contratado, lo cual obliga al comprador a pagar por la energía independiente de su consumo, no es claro en la propuesta que cuando el volumen contratado exceda la demanda, exista una contraprestación al comercializador, tal y como sucede actualmente en el MEM para los contratos tradicionales .</p> <p>Por tal razón, respetuosamente proponemos incluir la siguiente redacción en el artículo 11:</p> <p>La asignación de los contratos de energía de Largo Plazo deberá cumplir con lo dispuesto en el numeral 1.1.2 de la resolución 024 de 1995, en lo que respecta a prioridad y remuneración al comercializador.</p> <p>Por otra parte, y con el objetivo de evitar posibles interpretaciones con respecto a la operación de los contratos resultantes de las subasta, y para facilitar la administración de los mismos, sugerimos complementar la definición del contrato de energía a largo plazo de tal forma que se incluya al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, como único responsable de su liquidación, de igual forma a como sucede actualmente con los contratos bilaterales.</p>



4	Bloques horarios	Artículo 21	<p>Si bien en la propuesta es claro que todos los contratos que se firmen como resultado de la subasta se liquidarán en la bolsa de energía, no es claro qué sucede con la energía que no es consumida por el comercializador. Dado que el producto es un contrato pague lo contratado, lo cual obliga al comprador a pagar por la energía independiente de su consumo, no es claro en la propuesta que cuando el volumen contratado exceda la demanda, exista una contraprestación al comercializador, tal y como sucede actualmente en el MEM para los contratos tradicionales .</p> <p>Por tal razón, respetuosamente proponemos incluir la siguiente redacción en el artículo 11:</p> <p>La asignación de los contratos de energía de Largo Plazo deberá cumplir con lo dispuesto en el numeral 1.1.2 de la resolución 024 de 1995, en lo que respecta a prioridad y remuneración al comercializador.</p> <p>Por otra parte, y con el objetivo de evitar posibles interpretaciones con respecto a la operación de los contratos resultantes de las subasta, y para facilitar la administración de los mismos, sugerimos complementar la definición del contrato de energía a largo plazo de tal forma que se incluya al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, como único responsable de su liquidación, de igual forma a como sucede actualmente con los contratos bilaterales. máxima: 9:00 a 12:00 y 18:00 a 21:00; media 4:00 a 9:00, 12:00 a 18:00, 21:00 a 23:00 y baja: 00:00 a 4:00, 23:00 y 24:00.</p>
5	CERE	Artículo 20	<p>Con respecto al precio de las ofertas de compra y venta, la propuesta establece que deben realizarse en pesos colombianos sin incluir el CERE. Este componente del precio de oferta, al ser función de la demanda mensual del sistema y de la tasa representativa del mercado, tiene variaciones que se verán reflejadas en el precio final de liquidación de los contratos. Esto significa que a pesar de establecer precios fijos para los contratos durante el periodo de vigencia, la demanda asumirá la volatilidad mensual.</p> <p>Con el objetivo de mantener coherencia con el funcionamiento actual del mercado, proponemos que las ofertas de generadores y compradores tengan en cuenta el CERE, lo cual permitirá que el riesgo de volatilidad del precio sea distribuido de forma equitativa entre las partes.</p>



6	Mecanismo de actualización del precio del contrato	Artículo 20	<p>De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la propuesta en discusión, el precio de los contratos se actualizará mensualmente con índices que involucren la Tasa Representativa del Mercado del mes (TRM), el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (PPI) y el Índice de Precios al Productor de Colombia (IPP). Este mecanismo de actualización no es claro dado que según lo dispuesto en el artículo 20, las ofertas de compradores y vendedores se deben realizar en pesos colombianos por kilovatio hora (COP/kWh).</p> <p>Sin perjuicio de que la utilización de variables que generen poca volatilidad a los precios establecidos (como es el caso del PPI de los Estados Unidos) puede ser conveniente para la demanda, consideramos que desde el punto de vista metodológico, lo más adecuado es utilizar índices de actualización que estén calculados en la moneda funcional en las que se hicieron las ofertas que dieron origen a los contratos. De la misma manera consideramos que la TRM, al tener alta volatilidad, no es la variable más indicada para actualizar los precios de los contratos.</p> <p>Dado lo anterior, proponemos que se mantenga como índice de actualización el IPP, especificando que este corresponde a la oferta interna, y en caso último que se quiera incluir una variable que le dé mayor estabilidad al precio, se mantenga el PPI. En este sentido y dada la volatilidad que ha mostrado la TRM en los últimos años, recomendamos que no se considere para el cálculo de los índices de actualización del precio de los contratos.</p>
7	Aclaración	Artículo 20	<p>Sugerimos complementar el literal a del artículo 20 con la frase resaltada y subrayada, como se expone a continuación:</p> <p>“(…)</p> <p><i>a. La oferta de compra de los compradores deberá contener como mínimo la cantidad máxima de Paquetes de Energía a comprar expresada en números enteros positivos, para cada bloque intradiario, y su precio máximo de compra en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh] con dos (2) decimales de precisión, sin incluir el CERE. La cantidad total diaria de energía ofertada será igual a multiplicar la cantidad máxima de Paquetes de Energía por veinticuatro (24) .”</i></p> <p>Con esta inclusión se hace explícito que el comprador no está obligado a ofertar un solo valor para todos los bloques.</p>



8	Aclaración	Artículo 20	<p>Cordialmente solicitamos especificar el alcance del siguiente párrafo dado que no es clara su interpretación:</p> <p>“...El vendedor podrá entregar una (1) o más ofertas, indicando cuáles de ellas deben considerarse de manera concurrente en el proceso de adjudicación...”</p> <p>De antemano agradecemos su amable atención y quedamos a su entera disposición para resolver cualquier inquietud al respecto.</p>
---	------------	-------------	--



Comentario 10

De: Dirección Regulación Energía

Date: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 16:01

Asunto: Comunicación con radicado EPM 20190130064717 y dos archivos anexos en Excel, asunto: "Comentarios a los proyectos de resolución subasta CLP".





Indexador de precio

Consideramos que, tanto el precio de los contratos como su indexador deben estar denominados únicamente en pesos colombianos. De un lado, porque el agente generador tiene la posibilidad de consolidar este riesgo y hacer una gestión efectiva sobre él, y de otro lado porque los instrumentos con los que cuentan los comercializadores para administrar este riesgo son casi nulos, por lo que el potencial efecto de esta medida recae directamente sobre la tarifa de los usuarios finales.

Con relación a los riesgos propios de la actividad de generación, entre los cuales se encuentran aquellos de tipo financiero, el marco legal del sector eléctrico colombiano es claro en indicar que son los inversionistas quienes deben asumir y en consecuencia gestionar los riesgos inherentes a ella, para lo cual se establece que *"Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos."*

Respecto a la demanda, los contratos de energía constituyen precisamente un instrumento de cobertura frente a la volatilidad del precio spot de este commodity, resulta paradójico que el precio de esta cobertura sea sometido a la volatilidad de una divisa cuyo comportamiento no está relacionado de manera estrecha con los procesos de formación de precio de mediano y largo plazo del mercado eléctrico colombiano. Adicionalmente, aun cuando los comercializadores tuvieran las capacidades para gestionar este riesgo, si tenemos en cuenta periodos de compromiso de 10 a 20 años como los que se establecen en el Artículo 8 del proyecto de resolución, éstos exceden ampliamente los horizontes de cobertura de tasa de cambio disponibles en Colombia.

Por lo anterior, reiteramos que la actualización de precios de los contratos de energía en Colombia debe estar referenciada exclusivamente a los índices de precios administrados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE, como es el IPP o en su defecto el IPC, y bajo ningún pretexto debe someterse a la demanda a asumir la volatilidad del dólar o cualquier otra divisa en la tarifa de energía eléctrica.

Fecha del proceso de adjudicación

Considerando que este es un proceso de contratación de energía cuya particularidad radica en que la oferta corresponde exclusivamente a la energía que generarán plantas nuevas, vemos necesario que la fecha de la subasta sea establecida con un tiempo prudente para que los agentes tengan la posibilidad de evaluar su decisión de participar en la subasta con

¹ Ley 143 de 1994 Artículo 85

estamos ahí.

Empresa Pública de Medellín E. S. P.
Carrera 31 Nº 42-125
Commutador: 3508080 - Fax: 3569m
Medellín Colombia
www.epm.com.co



información completa, lo cual habilita que se presente oferta con la calidad y en la cantidad requerida para el éxito de la subasta.

Tomando en consideración lo expresado, y teniendo en cuenta que, además de conocer las características del producto y el mecanismo de asignación, son indispensables para la evaluación de riesgos, la minuta del contrato que establezca el MME, los pliegos y condiciones de la subasta que establezca la UPME y las reglas para evaluación de los criterios de competencia y reglas de traslado a la tarifa que defina la CREG.

Vemos pues que el 30 de septiembre es un plazo bastante estrecho para permitir que las entidades antes mencionadas completen los procesos de consulta y publicación de estos documentos y los agentes interesados en la subasta realicemos un proceso de evaluación de riesgos adecuado, es decir, contamos con poco más de 4 meses contados a partir de la fecha de esta comunicación para completar todas estas actividades.

Sugerimos entonces que la fecha de la subasta sea establecida como mínimo 4 meses después de publicadas las versiones definitivas de estos documentos que permita maximizar la participación tanto de vendedores como de compradores.

Demanda Objetivo

Encontramos que, los contratos financieros del tipo Pague Lo Contratado resultan atractivos para la demanda, adicionalmente, considerando el balance de contratos presentado en la memoria justificativa del proyecto de resolución y asumiendo que serán fijadas unas reglas de traslado de tarifa ajustadas al perfil de riesgo de los comercializadores y unos costos de garantía moderados, es previsible esperar que se presente a la subasta una cantidad considerable de demanda.

En este escenario, considerando que la oferta que está habilitada para participar de este proceso de contratación son exclusivamente proyectos nuevos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, vemos necesario establecer de manera explícita una demanda objetivo para esta subasta, de lo contrario, los proyectos participantes pudieran anticipar una demanda cautiva y restar incentivos a ofrecer precios competitivos.

Por lo anterior, y con el propósito de incentivar la competencia durante todo el proceso, sugerimos que se fije una demanda objetivo para la subasta y que ésta se haga pública luego de completarse el proceso de precalificación establecido en el Artículo 29 del proyecto de resolución.

Damos fin a nuestros comentarios generales a las propuestas, los comentarios de detalle al articulado propuesto los remitimos al correo pciudadana@minenergia.gov.co en los formatos dispuestos por el Ministerio para ello.

estamos ahí.

Empresas Públicas de Medellín E. S. P.
Carrera 15 # 42-105
Commutación 3808080 - Fax: 3569m
Medellín - Colombia
www.epm.com.co



Agradecemos al Ministerio por permitir estos espacios de construcción colectiva y quedamos a su disposición para ampliar la información que consideren necesaria.

Cordial saludo,


JULIANA BURITICA MUÑOZ
Directora Regulación Energía (E)

Copia: Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía
Dr. Luis Julián Zuluaga – Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"
Fecha inicio:	17/05/2019
Fecha fin:	27/05/2019
<i>Por favor diligenciar</i>	
Fecha comentario:	27/05/2019 0:00
Nombre de la empresa o interesado:	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
Datos de contacto:	Correo electrónico:
	Número celular:
Ciudad:	Medellín

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Implementación	Artículo 3	<p>Considerando que las disposiciones establecidas en los pliegos y condiciones definitivos de la subasta son un elemento fundamental para la evaluación de riesgos y decisión de participación de los agentes interesados en la subasta, vemos necesario que se establezca que la subasta se convocará como mínimo 4 meses después de publicada la versión definitiva de este documento.</p> <p>Lo anterior, con el objetivo de maximizar la participación tanto de vendedores como de compradores en la subasta.</p>
			<p>Consideramos que, tanto el precio de los contratos como su indexador deben estar denominados únicamente en pesos colombianos. Vemos inconveniente referenciar las tarifas de energía eléctrica dirigidas a usuario final a cualquier divisa, a continuación exponemos las razones:</p> <p>* Los riesgos propios de la actividad de generación, entre los cuales se encuentran aquellos de tipo financiero, deben ser asumidos por los agentes que deciden participar de manera voluntaria en esta actividad. En este sentido, el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994 indica que <i>"Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos."</i></p> <p>* Los contratos de energía constituyen precisamente un instrumento de cobertura frente a la volatilidad del precio spot de este commodity, resulta paradójico que el precio de esta cobertura sea sometido a la volatilidad de una divisa, cuyo comportamiento no está relacionado de manera estrecha con las condiciones del mercado eléctrico colombiano.</p>



2	Indexador	Artículo 9	<p>* La demanda no cuenta con las capacidades para gestionar el riesgo de tasa de cambio, pero aún cuando las tuviera, si tenemos en cuenta periodos de compromiso de 10 a 20 años como los que se establecen en el Artículo 8 de ésta resolución, exceden ampliamente los horizontes de cobertura de tasa de cambio disponibles en Colombia.</p> <p>* En la Memoria Justificativa se indica que un indexador asociado al dólar permitiría que algunos oferentes pudieran disminuir sus ofertas hasta en un 25%, esto puede parecer tentador para un comprador sin embargo, es necesario precisar que esta promesa no necesariamente es la regla general para los proyectos que se presenten a la subasta, teniendo en cuenta que la estructura de capital y la composición OPEX/Capex de cada proyecto es diferente.</p> <p>Por lo anterior, reiteramos que la actualización de precios de los contratos de energía en Colombia debe estar referenciada a los índices de precios administrados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE, como es el IPP o en su defecto el IPC, y bajo ningún pretexto debe someterse a la demanda a asumir la volatilidad de la tasa de cambio en la tarifa de energía eléctrica.</p>
3	Serie PPI	Artículo 9, Literal a.	<p>En las variables IPP USA_t e IPP USA_{tadj} se indica que corresponde a los valores publicados por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos en la Serie ID: WPSOP3200. No obstante en enero de 2016 esa serie fue descontinuada, por lo que fue sustituida por la Serie ID: WPSFD41312 como se indica en la Circular CREG 013 de 2016.</p>
4	Serie IPP	Artículo 9, Literal a.	<p>Consideramos necesario precisar la serie de IPP utilizada como indexador de estos contratos, teniendo en cuenta que el DANE publica mensualmente las series "producción nacional" y "oferta interna" para el IPP. Proponemos que esta variable debe ser consistente con lo indicado en la Circular CREG 020 de 2015.</p>
5	Formulación indexador	Artículo 9	<p>Consideramos que la formulación de la componente en dólares establecida en este artículo no refleja lo expresado en el <i>Análisis de riesgo para el consumidor final</i> para el contrato en dólares presentado en la memoria justificativa.</p> <p>Para que esta formula recoja el análisis presentado en la memoria justificativa se requiere que, la TRM que está en el denominador corresponda a la tasa de cambio vigente en el mes de adjudicación de la subasta, es decir, la TRM del denominador tiene que permanecer fija durante toda la vida del contrato, en lugar de actualizarse mes a mes, como ocurre con la formulación aquí presentada.</p> <p>En todo caso, vemos necesario precisar que independiente del ajuste a la formulación, vemos inconveniente indexar los precios de energía eléctrica a cualquier divisa.</p>



6	Demanda objetivo	Artículo 15, Numeral iii	Agradecemos precisar con que criterio se considerará la información de la cantidad de demanda contratada en el Mercado de Energía Mayorista en el mediano y largo plazo para efectos de evaluar la pertinencia y oportunidad realizar la subasta y establecer o no demanda objetivo para la subasta, y como se armoniza este criterio con los objetivos y lineamientos de política establecidos en el Decreto 0570.
7	Demanda objetivo a subastar	Artículo 16, Literal b.	Consideramos necesario definir en todo momento demanda objetivo explícita, lo anterior, teniendo presente que en la memoria justificativa se indica que " <i>Subastar un volumen muy grande o no definir un volumen, puede ocasionar una situación de baja competencia</i> "
8	Publicación de las condiciones de competencia	Artículo 19	De manera similar a lo observado para el Artículo 3. vemos necesario que las posibles modificaciones a la Resolución CREG 020 de 2019 o cualquier regla adicional que establezca la CREG para efectos de competencia y traslado tarifario a los usuarios finales, sean establecidas como mínimo con 4 meses de anticipación a la fecha de realización de la subasta. Esto con el fin de permitir una evaluación de riesgos integral a los agentes interesados en la subasta.
9	Características de las ofertas	Artículo 20	De acuerdo a lo indicado en los literales a. y b. entendemos que la posibilidad de presentar ofertas diferenciadas por bloques intradiarios es exclusiva para los vendedores, en tanto que las ofertas de los compradores corresponden únicamente a bloques diarios. Agradecemos aclarar este punto y profundizar en la explicación de las reglas de asignación.
10	Proceso de asignación	Artículo 24	La resolución indica que el proceso de optimización para la adjudicación de los contratos buscará la combinación de ofertas que maximice la asignación de todos los bloques intradiarios y minimice el precio promedio ponderado de la asignación para un día. También se indica que el Ministerio publicará la metodología para realizar dicho proceso de optimización. No obstante consideramos indispensable que antes de ser publicada de manera definitiva, esta metodología, sea sometida a consideración del mercado teniendo en cuenta que el algoritmo de asignación puede influenciar las decisiones de oferta de los agentes.
11	Registro ante entidades	Artículo 26	Agradecemos ofrecer claridad a que se refiere y cual es el propósito del registro ante CREG, SSPD y ASIC indicado en este artículo.
12	Criterios de precalificación	Artículo 29, Literales a. y b.	Solicitamos que el registro de proyecto y la solicitud de conexión exigida en los requisitos técnicos, pueda ser cumplida por medio de un compromiso o acuerdo de transferencia de una sociedad a otra, para los casos en los que, en la fecha que se establezca para presentar dichos requisitos, el agente generador que presenta los documentos de precalificación sea diferente a la sociedad que aparece como propietaria del proyecto y los derechos de conexión ante la UPME.
13	Organización de la subasta	Anexo	Consideramos se debe realizar todo el proceso de subasta de forma electrónica, incluyendo la entrega de "Sobres", documentación, ofertas y adjudicación de los contratos.
14	Información Proceso Subasta	Anexo, numeral 1	El numeral indica que " <i>La UPME deberá divulgar la información que haya sido registrada, en caso de haber adjudicación</i> ". Al respecto, se considera que la divulgación de la información también debe proceder en caso de no haber adjudicación.



15	Abogacía de la competencia	Último y penúltimo considerando	Agradecemos dar a conocer el cuestionario de la SIC diligenciado para este proyecto de resolución y el pronunciamiento de la SIC sobre el mismo.
16	Cesión del contrato		Teniendo en cuenta que la derogación expresa de las Resoluciones MME 40791 y 41307 de 2018 deja sin efectos todas las disposiciones de estas, recomendamos incluir en esta nueva resolución un artículo que posibilite la cesión de contratos como se tenía considerado en las normas antes mencionadas, el cual puede ser similar al establecido en el Artículo 15 de la Resolución 40791 y ajustado por el Artículo 10 de la Resolución 41307

Comentario 11

De: Diego Orobio

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 16:21

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución Mecanismo de largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		Mayo 27 de 2019	
Nombre de la empresa o interesado:		Grupo Procme	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Bogotá D.C.	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Dfiniciones : Paquetes de Energía:	Art 7	Los paquetes pueden ser ofertados en cifras decimales, por ejemplo: 3,5?
2	Ambito de aplicación	Art. 2	Debe aclararse que el ambito de aplicación lo es para las personas naturales jurídicas, nacionales y extranjeras.



3	Integración del mecanismo al MEM y transición	Art. 4 y 5	Viene bien el exhorto que hace el Ministerio a la CREG para integrar las necesidades técnicas de los proyectos al Reglamento de Operación, pero debemos recomendar que a los proyectos adjudicados en la nueva subasta, con o sin concepto de conexión, se de prioridad en la integración en la red, siendo posible al inversionista adjudicado acometer los activos que requiera para conexión, cumpliendo con código de redes y conexión, suscribiendo contrato de conexión con el transportador respectivo y demás requisitos de calidad y confiabilidad exigidos para seguridad del sistema
4	Periodo vigencia del producto.	Artículo 8 literal c)	años. El análisis realizado en la memoria justificativa se limita a determinar que una ampliación del plazo redundaría en una posibilidad de mayor apalancamiento y mayor rentabilidad (incremento de la TIR en menos de 1%), lo que es incorrecto. Si el apalancamiento no se extiende en un mayor plazo, generará una concentración de la operación financiera y por tanto un mayor precio por Kwh, teniendo poca
5			Esto significa que el proyecto que sea adjudicado en esta subasta tiene asignada la energía oferta bajo el mismo mecanismo de OEF?
6			El precio asignado de OEF bajo este costo adicional de CERE será incorporado dentro del "recaudo" requerido para pagar las OEF o es un ingreso adicional para el que gane esta subasta?
7			
8	Actualización del precio del Contrato	Art. 9	Entendemos la iniciativa de cubrir riesgo de financiación en dolares en un porcentaje de compra de bienes, y en tal sentido nos parece importante el cubrimiento de riesgo TRM, sin embargo, quisieramos se revise por que se considera afectarla por el IPP americano, cuando todas las afectaciones del precio son con base en mercado nacional.
9			Revisar si se elimina la afectacion de IPP americano sobre la afectacion en TRM, la cual deberia estar afectado por el IPP local.
10			
11	Obligaciones generales del vendedor	Art 10	¿Qué mecanismo se establece para cubrir la entrada en operación del proyecto, por aspectos de tiempo?
12			Se debería considerar aspectos que permitan cubrir desfases de entrada en operación bajo mecanismos regulatorios similares a los de subasta de CX
13	Obligaciones generales del comprador.-	Art 11	Bajo la modalidad del contrato PLC, esta energía siempre será "consumida", como esta establecido en la normativa será liquidada contra bolsa.
14	Condiciones de las ofertas de los participantes.-	Art 20	Por favor seria conveniente mayor claridad de esta propuesta: Cada oferta en sobre sellado o en el mismo sobre? Como se define cales deben considerarse? En caso de varios paquetes, se podría presentar oferta por diferente paquetes y diferentes esquemas
15	Bloques intradiarios	Art 21	SE entiende que la energía entregada no cumpla ninguna curva de generación, los paquetes pueden ser entregados en diferentes hora de forma que al final sumen la misma cantidad de bloques a ofertar? Como se cruza entonces con la liquidación ante el XM en cuanto a excedentes y faltantes?



16	Proceso de adjudicación de la subasta	Art 24	Precio Ponderado de las ofertas, estos significa que la adjudicación será por precio promedio ponderado por las ofertas y cantidades, quedando seguramente las ofertas de menor y mayor precio por fuera?
17			La asignación de las ofertas será completa y no parcial?
18	Registro ante entidades	Art 26	Los participantes independientes que no son agentes generadores del mercad Registro ante entidades o, o sea un entrante, deberá registrarse como agente o podrá elegir alguno existente para que lo represente ante el administrador del mercado?
19	requisito de aprobación del concepto de conexión	art. 29, Requisitor técnicos b)	Dentro del estudio de analisis de justificación, se ha considerado proyectos en FASE2, los cuales podrian tener o no concepto de aprobación UPME de la conexión, no permitiendo que varios proyectos que son viables tengan la posibilidad ser incorporados. Se sugiere que la UPME considere un requisito como estudio de conexión radicado para ser habilitado a presentarse en la subasta
20			La UPME debería considerar los proyectos que han presentado estudio de conexión con fecha previa a la publicación de los pliegos de condiciones o de esta resolución, basado en los mismos principios establecidos en la subasta de OEF, los cuales por supuesto establecieron la necesidad imperativa de prioridad de conexión al STN.
21			Adicionalmente, la UPME debería considerar lo establecido en Decreto 1258 de 2013 donde los criterios para la definición del Plan De Expansion de Referencia privilegie la incorporación de las FENEC y adicionalmente lo dictado en el Decreto 1073 de 2015, reforzando la prioridad que debe tener la upme sobre estos recursos.
22			En dicho caso, la UPME debería resolver las solitiudes realizadas con anterioridad, y dar prioridad a las que están dentro de FASE 2 , e incluso valorar proyectos promovidos en áreas que no tienen generación en sitio, aportando al principio de generación localizada, inyectando potencia en sitios que optimizan el STN, y motivan el crecimiento de nuevos proyectos en la zona.
23	Requisitos legales	Art 29	O contrato modelo de representación comercial ante el mercado, mediante la opcion de que un agente existente sea el representante ante el mercado
24	Solidaridad de accionistas en promesa de sociedad futura	Art. 29, requisitos legales d)	Si bien es correcto que en las promesas de sociedad futura, los socios/accionistas deben ser solidarios entre tanto surge a la vida jurídica la mercantil pretendida, sociedad en transito, debe limitarse la responsabilidad hasta el momento de que la prometida sociedad adquiere personalidad jurídica. Por seguridad jurídica, se recomienda ajustar el literal en el sentido de que en la minuta, se incorpore que los accionistas "serán solidariamente responsables hasta el momento de registro mercantil y adquiera personalidad jurídica la sociedad prometida, en adelante será responsable dicha sociedad, salvo los casos contrarios expresamente previstos en la normativa colombiana"



25	Garantías	Arts. 33 y 35	Las garantías de cumplimiento suelen cubrir todas las obligaciones adquiridas por el GARANTIZADO, en este caso es la entrega de energía contratada y la construcción del activo requerido para ello. Se recomienda, con el fin de eliminar la doble circulación de garantías, posiblemente a primera demanda, que se utilice una sola garantía denominada Cumplimiento que contemple los riesgos pretendidos en amparo, incluyendo puesta en operación y que una vez cumplida tal condición el amparo se anule automáticamente, manteniéndose vigente los demás.
26	1. Responsabilidades y deberes de la UPME	Anexo	La UPME deberá tener responsabilidades previas importantes en el proceso de precalificación, tales como: 1. Establecer el mecanismo para el proceso de precalificación 2. Priorizar las solicitudes de conexión de proyectos de FNEC y que se encuentren en FASE 2 y aptos para participar en esta subasta

Comentario 12

De: Daniel Lievano

Fecha lunes, 27 de mayo de 2019 a las 17:13

Asunto: Comentarios USAENE - proyecto de resolución Contratos de largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	27 de mayo de 2019		
Nombre de la empresa o interesado:	USAENE LLC COLOMBIA		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá D.C		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Se designa a la UPME la implementación y administración del mecanismo de contratación de largo plazo	Artículo 3	La UPME es una entidad de planificación y en la medida que se le continúen labores que se alejen de su objeto central se puede sacrificar la visión de mediano y largo plazo por labores de corto plazo y de operación. En tal sentido se considera que no debería distraer los recursos de la entidad en labores que pueden ser adelantados por otras entidades como el operador y la creg.



		Artículo 6	No se entiende cual es el objetivo y propósito de la decisión de ordenar a la CREG que ella designe al administrador del sistema de intercambios comerciales ASIC como el administrador de la garantía.
Actualización del precio del contrato		Artículo 9	Se propone una canasta de moneda 60% dólares y 40% col\$, si bien se podría considerar valida este planteamiento, la falta de articulación de este mecanismo con el resto de los instrumentos del Mercado Mayorista: Bolsa y Contratos, se debe preguntar si las reglas de precios en el resto de los instrumentos deberían tener esta misma filosofía.
Características de la subasta		Artículo 14	Se propone una subasta de sobre cerrado de dos puntas y voluntaria, pero el PND 2019-2022 determina la obligación a los comercializadores de adquirir entre 8 y 10% de su demanda con este mecanismo de CEMLP.
Condiciones de las Ofertas de los participantes		Artículo 20	Los compradores hacen una oferta cantidad máxima para cada una de las 24 horas mientras que la oferta envía cantidad máxima por bloque del día. Lo que lleva a preguntar cual será el procedimiento de adjudicación y finalmente a que se comprometen las partes según la asignación y como se debe entender en ese caso el modelo pague lo contratado? Como resultado de este proceso se puede dejar descubierto a la demanda en la energía que necesitaba comprar, terminando en un modelo más parecido a un pague lo generado que un pague lo que necesita.
Proyectos que participan en la subasta		Artículo 22	Claramente en esta propuesta se elimina la posibilidad de otras fuentes de participar en la subasta de CEMLP objeto de la disposición en comentario. En otras palabras se hace explicito lo que en la primera subasta se hizo con los criterios de selección de los participantes, pero queda la inquietud de si no es una medida discriminatoria que se enfrenta con la libre competencia y la eficiencia económica al limitar la participación a solo unas tecnologías.
Requisitos técnicos		Artículo 29	Como se ha mencionado en distintos foros, la exigencia de la aprobación de la conexión está llevando a varias situaciones indeseables desde el punto de vista de competencia: exceso de solicitudes de conexión para evitar que otros tengan acceso, condicionamiento en las fechas de entrada para fechas más allá de las necesarias para participar en la subasta por requerimientos de nuevos ampliaciones, mercado de puntos de conexión. Se recomienda mirar mecanismos alternativos para asignar los proyectos según la capacidad del sistema sin obligar a los estudios de conexión para cada proyecto.



Comentario 13

De: Martínez Aldana, Kelly Cristina, Enel Colombia

Fecha: marzo, 28 de mayo de 2019 a las 17:16

Asunto: Comentarios proyecto de resolución mecanismo de LP

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	29/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	Mayo 28 de 2019		
Nombre de la empresa o interesado:	ENEL GREEN POWER COLOMBIA SAS ESP		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actualización del precio del contrato	Artículo 9	Es importante que la indexación sea en la moneda que se haga el contrato, si el contrato es en COP, la indexación debería ser en COP y de igual manera si se hace en USD. Esto es más comprensible para la financiación del proyecto.
2	Participantes de la subasta	Artículo 17	Considerando que la representación en el MEM solo puede ser ejercida por personas jurídicas, sugerimos eliminen las referencia a personas naturales.
3	Condiciones de ofertas de los participantes	Artículo 20	De acuerdo con lo propuesto para la oferta de los comercializadores, no es claro que la oferta sea multiplicada por 24hrs ya esto podría ser una restricción para que el modelo de optimización encuentre un cierre y adicionalmente daría preferencia a los oferentes que tengan los tres bloques. Por favor aclarar el concepto de multiplicar por 24 o profundizar en cómo deben hacer la oferta los comercializadores.



4	Tope máximo	Artículo 23	Sugerimos que para que no se repita la misma situación de la subasta pasada con respecto a las señales de precio, la CREG publique dicho precio antes de la realización de la subasta y no sea tan amplio como el precio de la subasta pasada, ya que este no daba una señal de precios competitivos a la demanda.
5	Proceso de adjudicación de la subasta	Artículo 24	Es importante entender cuál va a ser el mecanismo de optimización que propone el mecanismo ya que no es claro cómo será la asignación de los diferentes bloques y cómo afectan las diferentes restricciones que se ingresen al modelo de optimización.
6	Preclasificación de los generadores	Artículo 29	Se sugiere que se definan de manera previa todos los requisitos de preclasificación que debe validar la UPME y eliminar la expresión. Requisitos Legales: a. Literal b): Sugerimos definir "propietario del proyecto". b. Literal c): Sugerimos que la presentación de la oferta vinculante no sea requisito de precalificación, sino que se exija a los oferentes una vez se encuentren precalificados. c. Literal d): El exigir que en la minuta de promesa y en los documentos de constitución de los generadores se incluya que sus "miembros responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo", desconoce el régimen de responsabilidad establecido en la Ley Comercial para sociedades por acciones. d. Requisito Financiero literal a): Sugerimos que se establezca claramente que la garantía de seriedad de la oferta, no sea requisito de precalificación, sino que se exija a los oferentes una vez se encuentren precalificados.
7	Tipo de contrato	Anexo. Numeral 3	Si bien en la encuesta hecha por el ministerio acerca del producto era claro que el contrato era financiero y la obligación del oferente era el suministro, no queda claro en este proyecto de resolución que el tipo de contrato sea financiero. Es importante dejar claro que la obligación del generador es suministrar la energía bien sea con generación propia, con compras en bolsa o con un contrato de respaldo. En el numeral 3 del anexo se indica que una causal de rechazo será que la oferta no provenga del proyecto.
8	Divulgación de información	Anexo. Numeral 1	Respecto a la divulgación por parte de la UPME -en caso de haber adjudicación-, de la información que haya sido registrada, sugerimos que se abstenga de divulgar aquella información que esté protegida bajo reserva o confidencialidad, de conformidad con las normas aplicables.
9	Fechas	Resolución en general	No es claro que la fecha de inicio de obligaciones sea la misma fecha de inicio del contrato.



Bogotá D.C., 29 de Mayo de 2019

EGP-COL154-19

Doctor
DIEGO MESA
Viceministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No.57-31. CAN
La Ciudad

Asunto: Comentarios proyecto de resolución: Por el cual se define el mecanismo de contratación de energía a largo plazo

Estimado Doctor Mesa:

Inicialmente queremos reiterar nuestro compromiso con los objetivos del Gobierno en relación con la diversificación de la matriz de generación, vemos de manera positiva los cambios propuestos en el mecanismo de contratación a largo plazo.

A continuación nuestros comentarios al proyecto de resolución en consulta:

1. General: Considerando que la representación en el MEM solo puede ser ejercida por personas jurídicas, sugerimos eliminen las referencia a personas naturales.
2. Precalificación de los generadores: Se sugiere que se definan de manera previa todos los requisitos de preclasificación que debe validar la UPME y eliminar la expresión. Requisitos Legales:
 - a. Literal b): Sugerimos definir "propietario del proyecto".
 - b. Literal c): Sugerimos que la presentación de la oferta vinculante no sea requisito de precalificación, sino que se exija a los oferentes una vez se encuentren precalificados.
 - c. Literal d): El exigir que en la minuta de promesa y en los documentos de constitución de los generadores se incluya que sus "miembros responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo", desconoce el régimen de responsabilidad establecido en la Ley Comercial para sociedades por acciones.

ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S

Carrera 13 a No. 93 - 66, Piso 2 - Bogotá D.C. - Teléfono: +57 1 5961530 - www.enelgreenpower.com



- d. Requisito Financiero literal a: Sugerimos que se establezca claramente que la garantía de seriedad de la oferta, no sea requisito de precalificación, sino que se exija a los oferentes una vez se encuentren precalificados.
3. Divulgación de información registrada ante la UPME: Respecto a la divulgación por parte de la UPME -en caso de haber adjudicación-, de la información que haya sido registrada, sugerimos que se abstenga de divulgar aquella información que esté protegida bajo reserva o confidencialidad, de conformidad con las normas aplicables.
 4. Tipo de contrato: si bien en la encuesta hecha por el ministerio acerca del producto era claro que el contrato era financiero y la obligación del oferente era el suministro, no queda claro en este proyecto de resolución que el tipo de contrato sea financiero. Es importante dejar claro que la obligación del generador es suministrar la energía bien sea con generación propia, con compras en bolsa o con un contrato de respaldo. En el numeral 3 del anexo se indica que una causal de rechazo será que la oferta no provenga del proyecto.
 5. Indexación: es importante que la indexación sea en la moneda que se haga el contrato, si el contrato es en COP, la indexación debería ser en COP y de igual manera si se hace en USD. Esto es más comprensible para la financiación del proyecto.
 6. Inicio de operación: es importante aclarar si el inicio de operación de los proyectos es igual inicio del contrato, esto no queda claro en el proyecto de resolución.
 7. Mecanismo de optimización: es importante entender cuál va a ser el mecanismo de optimización que propone el mecanismo ya que no es claro cómo será la asignación de los diferentes bloques y cómo afectan las diferentes restricciones que se ingresen al modelo de optimización.
 8. Prioridad para los oferentes con los tres bloques: de acuerdo con lo propuesto para la oferta de los comercializadores, no es claro que la oferta sea multiplicada por 24hrs ya esto podría ser una restricción para que el modelo de optimización encuentre un cierre y adicionalmente daría preferencia a los oferentes que tengan los tres bloques. Por favor aclarar el concepto de multiplicar por 24 o profundizar en cómo deben hacer la oferta los comercializadores.

ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S

Carrera 13 a No. 93 – 66, Piso 2 - Bogotá D.C. - Teléfono: +57 1 5961530 - www.enelgreenpower.com



9. Fecha de la subasta: sugerimos mover la fecha de la subasta para que al menos se cuente con 2 meses desde la publicación de la minuta del contrato y los pliegos definitivos. Podría ser mediados de Noviembre.

10. Precio techo: sugerimos que para que no se repita la misma situación de la subasta pasada con respecto a las señales de precio, la CREG publique dicho precio antes de la realización de la subasta y no sea tan amplio como el precio de la subasta pasada, ya que este no daba una señal de precios competitivos a la demanda.

Cordial saludo,

RAMIRO ARELLANO

Apoderado

ENEL GREEN POWER COLOMBIA SAS ESP



Comentario 14

De: William Ángel

Fecha: lunes, 27 de mayo de 2019 a las 15:13

Asunto: comentarios al proyecto de Resolución Subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	27 DE MAYO DE 2019		
Nombre de la empresa o interesado:	WILLIAM ANGEL ROBLEDO		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Medellín		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
			<p>El Artículo 22.- Proyectos que participarán en la subasta.- limita la participación en la subasta a los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (Artículo 5 de la Ley 1715 de 2014) que entren después de la fecha de adjudicación de la subasta, con capacidad efectiva mayor o igual a 20 MW. Los proyectos con capacidad efectiva igual o superior a 5 MW podrán participar en la subasta siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado de conformidad con la reglamentación vigente.</p> <p>Esta restricción en la participación de proyectos y centrales va en contra de los principios de libre competencia, neutralidad y eficiencia económica que debe garantizar el mercado eléctrico mayorista. Paradójicamente, en los Considerandos del Proyecto de Resolución se citan apartes de la Ley 143 de 1994 relacionados con la eficiencia económica en la prestación del servicio, los principios de eficiencia, transparencia, neutralidad y confiabilidad establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018 que deben demostrar los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para atención a Usuarios Regulados y los lineamientos del Decreto 0570 de 2018, en donde se establece 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, entre otros. Sin embargo, las restricciones a la libre participación en la subasta de proyectos y centrales va claramente en contra de los principios señalados en los Considerandos del Proyecto de Resolución.</p> <p>El mecanismo de subasta limita la participación mediante cuatro restricciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> i) Proyectos con FNCER ii) Que entren después de la subasta iii) Mayores a 20 MW iv) Los mayores a 5 MW se deben acoger a Despacho Centralizado



1	Proyectos que Participarán en la Subasta	Artículo 22, página 9/16	<p>Comentarios a las restricciones de participación:</p> <p>i) Limitar la participación a proyectos con FNCER va en contra de los principios de neutralidad y eficiencia. La Ley 1715 establece importantes incentivos a la generación con FNCER que junto con la significativa disminución de costos de los últimos años deben garantizar la suficiente competitividad de proyectos de generación a partir de dichas fuentes para su participación e igualdad de condiciones con proyectos por fuera de las FNCER.</p> <p>La demanda objetivo a subastar fue de 1.183 GWh/año (algo más del 1% de la demanda del primer año del período de suministro) por lo tanto, no es muy significativo el aporte a los objetivos i), iii) y iv) del Decreto 570 de 2018 asociados a la resiliencia de la matriz eléctrica ante eventos de cambio climático, la complementariedad y la seguridad energética nacional respectivamente. Sin embargo, los impactos de dichas restricciones de participación al objetivo ii) de eficiencia en la formación de precios serían significativos, como se explica en los comentarios a las demás restricciones.</p> <p>ii) la restricción a la participación de plantas existentes es contraria al objetivo ii) del Decreto 570 de 2018 que se refiere a 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> <p>iii) Limitar la participación a plantas mayores de 20 MW NO tiene ninguna justificación en los objetivos del Decreto 570 de 2018. De hecho, el Indicador de Dominancia de la CREG en la pasada subasta indicaría mas bien la necesidad de limitar la participación de proyectos grandes que harían inviable el cumplimiento de este indicador.</p> <p>Así mismo, restringir la participación de plantas menores, No Despachadas Centralmente (PNDC) va en contra nuevamente del objetivo ii) de eficiencia en la formación de precios, puesto que se obliga a este tipo de plantas a renunciar a su condición de PNDC con implicaciones significativas en el precio que podría ofertar por la no devolución del CERE. Este efecto en las ofertas podría ser de hasta COP 50/kWh, dependiendo de la ENFICC de este tipo de plantas (PNDC), al obligarlas a acogerse al Despacho Central.</p> <p>En ese sentido, como se advirtió anteriormente, limitar la participación a plantas mayores a 20 MW tiene un efecto significativo en la oferta de plantas menores de 20 MW que pueden acogerse a la condición de PNDC sin devolver el CERE.</p> <p>Al parecer, se trata de una restricción que sólo busca eliminar la ventaja competitiva de las plantas menores a 20 MW, con efecto significativo en los precios de la subasta que asumiría la Demanda y lo que es más delicado aún la Demanda Regulada que no tiene representante en el Mercado, excento la CREG</p> <p>iv) Obligar a los proyectos mayores a 5 MW a acogerse al Despacho Central tiene varios inconvenientes. En primer lugar, al Despacho central sólo pueden acogerse voluntariamente las plantas entre 10 y 20 MW lo que dejaría por fuera de participación a los proyectos menores de 10 MW, independientemente de la tecnología. Para los mayores de 10 MW y menores a 20 MW tendría el efecto de incrementar la oferta de estas plantas en la subasta, tal como se explicó en el punto anterior. Pero el mayor efecto sería sobre los proyectos hidroeléctricos que aspiren participar, ya que por un lado se les obliga a que sean FNCER (menores de 10 MW) y por otro lado se obliga a acogerse al Despacho Central (mayores de 10 MW) y por lo tanto, implícitamente se impide la participación de la generación hidroeléctrica, energía renovable y limpia, la mas abundante en el país, la de mayor distribución en todo el territorio interconectado, la más económica, confiable y que podría ofertar en todos los bloques horarios de la subasta.</p>
---	--	--------------------------	---





Comentario 15

De: VATIA SA ESP

Fecha: martes, 28 de mayo de 2019 a las 17:23

Asunto: VATIA - FORMULARIO COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN SCPL

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Energía
Proyecto: Resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"
Fecha inicio: 17/05/2019
Fecha fin: 27/05/2019

Por favor diligenciar

Fecha comentario:	29/05/2019 0:00
Nombre de la empresa o interesado:	VATIA S.. E.S.P. - Oscar Garcia
Datos de contacto:	Correo electrónico:
	Número celular:
Ciudad:	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actualización del precio del contrato	Artículo 9.	- La Serie ID: WPSSOP3200 fue descontinuada en enero de 2016, la reemplazó la serie WPSFD41312 - El PPI oficial del mes t, Se tiene si definitivo en el cuarto mes siguiente a su publicación. Es importante que el clausula de la facturación incluya los ajustes por el PPI de cada mes de suministro.
2	Condiciones de competencia	Artículo 19.	Dada la incertidumbre que genera este requisito, se recomienda se defina una fecha límite para que la CREG publique las condiciones de competencia



3	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20.	Literal a. Al igual que las ofertas de los vendedores, a las ofertas de los compradores se les debería permitir presentar sus ofertas en función de los bloques que estén dispuestos en adquirir. Otra opción es que la adjudicación tenga en cuenta la curva de carga de la demanda regulada.
	Proyectos que participarán en la subasta	Artículo 22.	Se debe armonizar los proyectos menores de 20 MW en Despacho centralizado acorde con lo establecido en la resolución CREG 086 de 1996
	Garantía de seriedad de la oferta por parte de los participantes	Artículo 32.	Se recomienda al MME estudiar el alcance de las pólizas de seguros expedidas por las compañías aseguradoras vigiladas por la Superintendencia Financiera, ya que éstas (en el caso de hacerse efectivas) para el proceso mismo de la subasta, pueden cubrir los tiempos requeridos.

Comentario 16

De: Báez Atuesta, Mauricio José - Acciona Energía

Fecha: miércoles, 29 de mayo. 2019 a las 7:54

Asunto: Comentarios Propuesta Resolución Contratación de Largo Plazo FNCER



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

ector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
ha inicio:	17/05/2019		
cha fin:	27/05/2019		
<i>or diligenciar</i>			
comentario:	28/05/2019 17:00		
Nombre de la empresa o interesado:	ACCIONA ENERGÍA		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá D.C.		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Transición	Artículo 1, página 4	Se solicita mayor claridad acerca del periodo de transición. Es sumamente importante conocer el posible impacto de los cambios regulatorios, técnicos, operativos y de mercado, en el precio a ofertarse. ¿Se esta considerando que los cambios a ejecutarse sean retroactivos?.
2	Definiciones: Contrato de energía de largo plazo	Artículo 7, página 5	Entendiendo la definición de contrato de suministro como un instrumento netamente financiero queremos llamar la atención del Ministerio en lo siguiente: Si bien el contrato financiero atiende a la operatividad propia del MEM, en el contexto de la subasta de contratos de largo plazo como mecanismo para promover la diversificación de la matriz con proyectos de generación FNCER y permitir la incursión de nuevos agentes, puede resultar en un incentivo inapropiado, si no se establece la obligatoriedad de generación de energía por parte del proyecto adjudicado en la subasta. La condición de contrato financiero sin obligación de generación, puede ocasionar que en la próxima subasta los factores de planta de los proyectos Solares y eólicos sean artificialmente incrementados (Es decir, se ofrezca mas energía de la que el proyecto puede producir). En este escenario es perfectamente posible que el mecanismo termine fomentando la comercialización de energía proveniente de proyectos convencionales incluidos proyectos térmicos a carbón. En el entendido que solo aquellos agentes con proyectos convencionales en funcionamiento serán los únicos que pueden sacar ventaja de la situación. Un contrato financiero sin obligación de generación, es todo lo opuesto a "nivelar la cancha", para que nuevos agentes puedan participar en igualdad de condiciones.



	Condiciones de la oferta de los participantes	Artículo 20, página 9	Por favor confirmar si el valor máximo y mínimo de paquetes que puede definir el vendedor aplican para cada hora del bloque intradiario, o para todo el bloque intradiario.
10	Garantías	Capítulo VI, página 12	Se solicita que la resolución sea más específica en la definición de las garantías a solicitar a los participantes, así como el esquema de multas y penalizaciones por incumplimiento de los compromisos de generación por el proyecto adjudicado en la subasta, o aquel proyecto sustituto debidamente aprobado por la autoridad, al menos para la segunda subasta CLPE.
3	Fórmula de actualización de precios	Artículo 9, página 6	Se solicita revisar el uso del término TRM _{prom(t-1)} en la fórmula de indexación. En su lugar se sugiere usar el valor de la TRM para el mes de adjudicación, de tal forma que el 60% del precio se indexe según la variación de IPP USA sobre el precio de adjudicación expresado en dólares.
4	Fórmula de actualización de precios	Artículo 9, página 6	Se solicita confirmar si la indexación del precio será mensual, trimestral, semestral o anual.
5	Índice de Precios de los Estados Unidos de América	Artículo 9, página 7	La serie WPSSOP3200 se encuentra discontinuada. Existe una serie sugerida para su reemplazo (www.bls.gov/ppi/fdidconcordance.htm), sin embargo, se sugiere considerar en su lugar la serie CPI CUUR0000SAO.
6	Obligaciones generales del vendedor	Artículo 10, página 7	Independientemente que el contrato sea de suministro (financiero), respetuosamente consideramos conveniente incluir como obligación para el vendedor, el compromiso contra el balance anual (o trimestral) de su generación ideal, que el 100% de la energía adjudicada en el contrato sea realmente generada por el proyecto adjudicado en la subasta, o aquel proyecto sustituto debidamente aprobado por la autoridad, y que el incumplimiento de dicho compromiso sea sujeto a multas.
7	Características de la subasta	Artículo 14, página 8	Si bien es clara la justificación presentada en la memoria acerca la razón por la cual se propone que la subasta sea de 2 puntas, queremos llamar la atención de la inconveniencia de esta característica, con base a que en Colombia los principales agentes que aglomeran demanda están integrados con la actividad de generación. En ese contexto no es claro si en realidad se va a revelar la verdadera disposición a pagar por parte de la demanda, o si más bien se esta dejando abierta la posibilidad de que estos agentes ejerzan poder de mercado.
8	Condiciones de competencia	Artículo 19, página 9	Se solicita confirmar si la resolución CREG 20 de 2019 será modificada o reemplazada por una nueva resolución.
9	Condiciones de la oferta de los participantes	Artículo 20, literal b, página 9	Consideramos inconveniente la obligación de suministrar una cantidad igual de energía en todas las horas del bloque intradiario en el cual el proyecto participe y sea adjudicado. Esta condición desconoce la variabilidad horaria del recurso solar y eólico. Así mismo, puede generar dos condiciones: 1. Obligación de ofertar para todas las horas, la cantidad de energía generada en la menor hora de producción, restando competitividad a la oferta. 2. Obligación a los nuevos agentes a negociar contratos de respaldo con agentes incumbentes (tener en cuenta que la exposición a bolsa es difícilmente financiable), para cubrir el déficit en aquellas horas en las cuales no es posible generar la energía promedio del bloque (en el caso que esa sea la energía a ofertarse). Consideramos conveniente que ya que los agentes deben asumir el riesgo de pago de desviaciones con el sistema, asociada a la declaración y cumplimiento de una curva horaria de generación (Res CREG 37 de 2019), el contrato de suministro pague lo contratado debería estar asociado a la energía acumulada (generación ideal) en el bloque intradiario en el que participe, manteniendo la obligación de declarar y cumplir la curva de generación horaria con base a la resolución en mención. Resaltamos el hecho de que son los agentes comercializadores/distribuidores los que tienen la mayor experiencia en la administración de excedentes/faltantes.



Comentario 17

De: Laura Torres

Fecha: miércoles, 29 mayo de 2019 a las 13:33

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica"

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		29/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		Philippi, Prietocarrizosa, Ferrero DU & Uría	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Bogotá	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Participación de proyectos existentes	Artículo 10 y Artículo 22	<p>Se establece "Los vendedores que se presenten a la Subasta con proyectos de generación con fecha de entrada en operación posterior a la fecha de adjudicación de la subasta, además de lo anterior, se obligan a (...)". De este texto, podría entenderse que pueden también participar proyectos con con fecha de entrada en operación anterior a la fecha de adjudicación de la subasta. Es decir, proyectos existentes.</p> <p>Por su parte, el artículo 22 señala que sólo podrán participar los proyectos con fecha de entrada en operación posterior a la fecha de adjudicación de la subasta.</p> <p>En el caso que solamente puedan participar con fecha de entrada en operación posterior a la fecha de adjudicación de la subasta, sugerimos aclarar la redacción del artículo 10.</p>



2	Cantidad de ofertas del vendedor	Artículo 20, literal b), párrafos 2 y 3	<p>En el apartado señalado se establece "Para cada oferta el vendedor podrá establecer un número máximo y mínimo de paquetes de energía (...)" "El vendedor podrá entregar 1 o más ofertas indicando cuales de ellas deben considerarse de manera concurrente en el proceso de adjudicación".</p> <p>Sugerimos definir el término "OFERTA" todavez que de este texto no es claro si, por ejemplo: (i) el vendedor puede realizar 3 ofertas, 1 por cada bloque intradiario o (ii) diversas ofertas del mismo proyecto (y generador) para el mismo bloque intradiario, con diferentes precios y cantidades de energía.</p> <p>Sugerimos agregar un artículo a la resolución que haga referencia más ampliamente el mecanismo de las ofertas múltiples o concurrentes.</p>
3	Despacho de plantas renovables en bloques intradiarios y con multiples precios	Artículo 21 y 12	<p>El proyecto de Resolución plantea la posibilidad de obligar al generador conforme a tres bloques intradiarios. Sin embargo, conforme a la regulación actual de la Resolución CREG 24 no es claro si es posible para XM realizar de esta forma el despacho de las plantas que sean adjudicatarias del PPA de la subasta.</p>
4	Definición pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	Artículo 22	<p>El numeral 17 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 establece que se consideran FNCER, entre otros, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. En la regulación no hay claridad sobre la capacidad máxima que debe tener un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.</p> <p>Ni la ley 1715 ni la regulación aplicable define que debe entenderse por "pequeños aprovechamientos hidroeléctricos". Por su parte, la Ley 697 de 2001 "mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones", en el numeral 14 artículo 3 define que Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos "Es la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW".</p> <p>Así entonces, entendemos que un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico por el que se obtiene energía que se basa en los cuerpos de agua a pequeña escala y que debe ser de máximo 10 MW.</p> <p>Para evitar problemas de interpretación en la calificación de los proyectos hidroeléctricos sugerimos incluir una definición en la que se establezca claramente que debe entenderse por "pequeño aprovechamiento hidroenergético".</p>



5	Fecha de entrada en operación comercial de los proyectos	Artículo 22	<p>Se estable que los proyectos que podrán participar serán aquellos "cuya fecha de entrada en operación sea posterior a la fecha de adjudicación de la subasta", conforme al contrato resultante. Por su parte, el proyecto de resolución por el que se convoca a la Subasta establece en el artículo 5 que la fecha de inicio de las obligaciones será 1 de enero de 2022.</p> <p>Consideramos necesario aclarar en las dos resoluciones si los proyectos de generación adjudicados deberán entrar en operación comercial el 1 de enero de 2022.</p>
6	Requisitos legales del generador	Artículo 29 - Requisitos Legales - a.	<p>En los requisitos legales de participación, se dejó la misma redacción utilizada en la Resolución de la Subasta anterior, por la que fue necesario expedir una adenda al pliego de condiciones de la Subasta. Por lo anterior, para efectos de claridad sugerimos la siguiente redacción:</p> <p>"Personas naturales de nacionalidad colombiana o extranjera, bajo la modalidad de promesa de sociedad futura, conforme al literal d) siguiente".</p> <p>"Personas jurídicas de nacionalidad colombiana que no se encuentren constituidas como empresas de servicios públicos y personas jurídicas de nacionalidad extranjera, bajo la modalidad de promesa de sociedad futura, conforme al literal d) siguiente".</p> <p>Esquemas asociativos, con miembros de nacionalidad colombiana y/o extranjera, bajo la modalidad de promesa de sociedad futura, conforme al literal d) siguiente".</p> <p>"Personas jurídicas de nacionalidad colombiana que se encuentren constituidas como empresas de servicios públicos".</p>
7	Requisitos legales del generador	Artículo 29 - Requisitos Legales - d.	<p>De acuerdo con el comentario anterior sobre el literal a del artículo 29, para efectos de claridad sugerimos la siguiente redacción:</p> <p>En los casos requeridos en el literal a. anterior, presentar promesa de sociedad futura como empresa de servicios públicos domiciliarios (...)</p>



8	Requisitos legales del generador	Artículo 29 - Requisitos Legales - d.	<p>Se establece que 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. Entendemos que este requisito, que también hacía parte de la subasta anterior, es un mecanismo para vincular la responsabilidad de los accionistas a las obligaciones adquiridas por la sociedad participante.</p> <p>No obstante, este requisito, sumado a las garantías de cumplimiento, implica la responsabilidad directa de cualquiera de las obligaciones. A diferencia de esto, si el participante es una E.S.P. ya constituida, los accionistas no deben ser responsables por la ejecución del contrato.</p> <p>Así entonces, hay una diferencia de tratamiento y de responsabilidad entre los accionistas de un participante ya constituido como E.S.P. y los que participan a través de promesa de sociedad futura. Por lo anterior, sugerimos que la obligación de responder solidariamente se extienda únicamente hasta la efectiva constitución de la sociedad prometida. Sugerimos la siguiente redacción: <i>"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, hasta la fecha en la que la sociedad prometida sea constituida como empresa de servicios públicos, conforme a la legislación colombiana"</i>.</p>
9	Constitución de la garantía de cumplimiento por parte de un tercero como ordenante	Artículos 32, 33 y 34	<p>Al establecer la obligación relativa a la garantía de seriedad de la oferta se establece <i>"(...) compradores y vendedores deberán constituir una garantía de seriedad de la oferta (...)"</i>. Esta redacción implica que el participante deberá ser tanto el ordenante y el garantizado de la garantía bancaria. Igual redacción está incluida en los artículos que hacen referencia a las garantías de cumplimiento y de pago.</p> <p>Tal y como está señalado para las garantías para la expansión del SIN y las del cargo por confiabilidad sugerimos que sea posible que la garantía sea constituida por un tercero (como ordenante) a favor del participante (como garantizado). Para eso, proponemos la siguiente redacción:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Artículo 32: <i>"(...) compradores y vendedores deberán entregar una garantía de seriedad de la oferta (...)"</i>. - Artículo 33: <i>"(...) vendedores que resulten adjudicatarios de la subasta de que trata la presente resolución entregarán una garantía de cumplimiento (...)"</i>.





- Artículo 34: "(...) compradores que resulten adjudicatarios de la subasta de que trata la presente resolución entregarán las garantías de pago (...)".

Así mismo, sugerimos que en el formato de la garantía, tal y como está en las otras garantías del sistema de energía eléctrica, se incluya la casilla para señalar quien es el ORDENANTE y quien es el GARANTIZADO.



Comentario 18

De: Paula Fajardo

Fecha: miércoles, 29 mayo. 2019 a las 15:04

Asunto: Comentarios Proyecto Res. - Mecanismo de contratación a largo plazo energía eléctrica



P-095/2019

Bogotá, 29 de mayo de 2019

Doctora

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 57-31, CAN

Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios a las propuestas de resolución sobre el mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y convoca la próxima subasta

Apreciada señora Ministra,

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco – y sus empresas afiliadas, ratificamos que los resultados de la subasta de contratos de largo plazo realizada el 26 de febrero en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0571 de 2018, son un avance hacia el propósito de una mayor integración de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales. Destacamos que, a pesar del corto tiempo para cumplir los requisitos, se evidenció un gran interés de agentes e inversionistas logrando la participación de ocho proyectos de FNCER con cerca de 2.000 GWh/año y ofertas competitivas respecto a los precios del mercado según lo informado por la UPME.

Por lo anterior, vemos importante realizar los ajustes necesarios con el fin de que la próxima subasta culmine de manera exitosa, con la asignación de contratos de energía con las mejores condiciones para los usuarios y el mercado, que permitan garantizar la sostenibilidad del mismo.

En tal sentido, en comunicaciones anteriores y espacios de conversación con usted y su equipo de trabajo, hemos aportado nuestras opiniones y propuestas para avanzar en este camino. En esta ocasión, nos permitimos compartir nuestros comentarios sobre las resoluciones en consulta “por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018.”, y “por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación”, publicadas para comentarios el 18 y 22 de mayo, respectivamente.

En primer lugar, queremos destacar que observamos un avance muy importante en la propuesta que recoge las observaciones previas, al definir que el tipo de contrato sea “pague lo contratado”, la definición de bloques intradiarios, y la estandarización del producto en “paquetes de energía” de tamaño único. Consideramos que esto proporciona mayor información sobre la oferta (cantidades) para que tanto los oferentes como los compradores puedan analizar mejor los riesgos asociados y tener mayor certeza sobre la energía a vender y a recibir.

En cuanto al **precio del contrato**, la propuesta incluye en el artículo 9° una actualización del mismo con una proporción del 60% en dólares y 40% en pesos. Al respecto, consideramos que esto resultaría inconveniente para la demanda, que podría valorar el riesgo cambiario a un costo mucho mayor que el aquel que internalizaría el generador en el precio de oferta.

Como hemos manifestado anteriormente, consideramos que la moneda del contrato debe estar definida de manera que las partes puedan administrar mejor los riesgos asociados al cambio. En tal sentido, y según lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994, es importante que la moneda se mantenga en pesos colombianos, ya que el manejo del riesgo cambiario es más gestionable por parte del desarrollador del proyecto o generador, en la medida en que esto se incluiría en la estructuración del financiamiento del proyecto.

Los contratos de energía constituyen justamente un instrumento de cobertura frente a la volatilidad del precio de bolsa, por lo que consideramos inconveniente que el precio de la cobertura a través de este mecanismo sea sometido a la volatilidad de una divisa, cuyo comportamiento no está relacionado de manera estrecha con las condiciones del mercado eléctrico colombiano.

La definición de un precio indexado con base en la TRM y el PPI, así sea parcialmente, desincentiva la participación de la demanda, especialmente la no regulada que necesita competitividad en toda su canasta de compras. Sin embargo, el efecto de esta propuesta





sobre los precios de energía a los que ésta demanda compraría a través del mecanismo de contratos de largo plazo, se sumaría al impacto que el sector productivo ya percibe por el incremento en el costo de insumos importados.

Ahora bien, respecto a la propuesta del Ministerio, observamos que en la formulación hay un error en el indexador del precio del contrato, ya que el subíndice del denominador de la porción que se busca actualizar en dólares se refiere a la TRM promedio del mes anterior. Al no estar referida al mes en el que se realiza la adjudicación, no brindaría cobertura a la demanda ni al desarrollador del proyecto. Entendemos que la forma correcta implica que debe referirse por lo menos al mes en el que se realiza la adjudicación del contrato, aunque esto aún trasladaría el riesgo cambiario a la demanda.

Respecto a las **condiciones de las ofertas de los participantes**, entendemos del literal a del artículo 20° que la demanda solo podrá entregar oferta de compra en cantidad y precio por las 24 horas y no por bloques horarios; por lo tanto, no podría administrar la curva de demanda. Además, consideramos adecuado poder habilitar la posibilidad de que los compradores puedan entregar varias ofertas.

En cuanto a los **bloques intradiarios** propuestos en el artículo 21, sugerimos revisar la posibilidad de que el bloque 2 pueda establecerse para el periodo de 6 a.m. a 6 p.m., teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos y la oportunidad para optimizar su uso. Para esto es importante definir la mejor opción evaluando el comportamiento del recurso en diferentes partes del país donde se tiene potencial de producción.

Adicionalmente, para el análisis de la participación en la subasta vemos importante que se publique para comentarios de los interesados, los **criterios de competencia y la función objetivo** a implementar en el proceso de optimización que se utilizará para la adjudicación, con el fin de poder conocer todos los aspectos que se considerarán para el desarrollo de la subasta y las implicaciones tanto para la oferta como para los consumidores de energía. En el artículo 24° se indica que la metodología será publicada pero no queda claro si se dispondrá para comentarios previamente.

Por otro lado, en cuanto a los **proyectos que pueden participar en la subasta**, el artículo 22° indica que pueden participar aquellos con capacidad efectiva igual o superior a 5 MW, siempre y cuando se acojan al despacho centralizado. Teniendo en cuenta que las plantas





de capacidad entre 5 y 10 MW no hacen parte hoy del despacho centralizado, la propuesta implica una modificación de la Resolución CREG 024 de 1995.

En cuanto a la propuesta de resolución de la convocatoria para la subasta, consideramos que no definir una **demanda objetivo** va en contravía de lo expuesto en el documento soporte en cuanto a que ello puede afectar la competitividad del proceso. Vemos importante que se proporcione claridad sobre los objetivos esperados de los diferentes mecanismos de mercado frente al abastecimiento y confiabilidad de la demanda de energía eléctrica.

Finalmente, destacamos de manera positiva la decisión del Ministerio de Minas y Energía de no aplicar para esta siguiente subasta lo establecido en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo, que obliga a los comercializadores de energía eléctrica a que entre el 8 y 10% de sus compras de energía provengan de FNCER a través de contratos de largo plazo. Con los incentivos suficientes la demanda estará motivada a acudir en un proceso competitivo, en el cual pueda verse beneficiada de los atributos de estas fuentes y obtener precios eficientes.

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

Cordial saludo,

CAMILO SÁNCHEZ ORTEGA

Presidente

cc: Dra. Gloria Alonso Másmela, Directora Departamento Nacional de Planeación, DNP
Dra. Natasha Avendaño García, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD
Dr. 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: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	Andesco		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General	General	afiliadas, ratificamos que los resultados de la subasta de contratos de largo plazo realizada el 26 de febrero en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0571 de 2018, son un avance hacia el propósito de una mayor integración de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales. Destacamos que, a pesar del corto tiempo para cumplir los requisitos, se evidenció un gran interés de agentes e inversionistas logrando la participación de ocho proyectos de FNCER con cerca de 2.000 GWh/año y ofertas competitivas respecto a los precios del mercado según lo informado por la UPME.
2	General	General	En primer lugar, queremos destacar que observamos un avance muy importante en la propuesta que recoge las observaciones previas, al definir que el tipo de contrato sea "pague lo contratado", la definición de bloques intradiarios, y la estandarización del producto en "paquetes de energía" de tamaño único. Consideramos que esto proporciona mayor información sobre la oferta (cantidades) para que tanto los oferentes como los compradores puedan analizar mejor los riesgos asociados y tener mayor certeza sobre la energía a vender y a recibir.



3	Precio del contrato	Artículo 9. Actualización del precio del contrato	<p>proporción del 60% en dólares y 40% en pesos. Al respecto, consideramos que esto resultaría inconveniente para la demanda, que podría valorar el riesgo cambiario a un costo mucho mayor que el aquel que internalizaría el generador en el precio de oferta.</p> <p>Como hemos manifestado anteriormente, consideramos que la moneda del contrato debe estar definida de manera que las partes puedan administrar mejor los riesgos asociados al cambio. En tal sentido, y según lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994, es importante que la moneda se mantenga en pesos colombianos, ya que el manejo del riesgo cambiario es más gestionable por parte del desarrollador del proyecto o generador, en la medida en que esto se incluiría en la estructuración del financiamiento del proyecto.</p> <p>Los contratos de energía constituyen justamente un instrumento de cobertura frente a la volatilidad del precio de bolsa, por lo que consideramos inconveniente que el precio de la cobertura a través de este mecanismo sea sometido a la volatilidad de una divisa, cuyo comportamiento no está relacionado de manera estrecha con las condiciones del mercado eléctrico colombiano.</p> <p>La definición de un precio indexado con base en la TRM y el PPI, así sea parcialmente, desincentiva la participación de la demanda, especialmente la no regulada que necesita competitividad en toda su canasta de</p>
4	Condiciones de la oferta	Artículo 20. condiciones de la oferta de los participantes	Respecto a las condiciones de las ofertas de los participantes, entendemos del literal a del artículo 20° que la demanda solo podrá entregar oferta de compra en cantidad y precio por las 24 horas y no por bloques horarios; por lo tanto, no podría administrar la curva de demanda. Además, consideramos adecuado poder habilitar la posibilidad de que los compradores puedan entregar varias ofertas.
5	Bloques intradiarios	Artículo 21. Bloques intradiarios	En cuanto a los bloques intradiarios propuestos en el artículo 21, sugerimos revisar la posibilidad de que el bloque 2 pueda establecerse para el periodo de 6 a.m. a 6 p.m., teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos y la oportunidad para optimizar su uso. Para esto es importante definir la mejor opción evaluando el comportamiento del recurso en diferentes partes del país donde se tiene potencial de producción.
6	Condiciones de competencia y función objetivo	Artículo 19 condiciones de competencia y Artículo 24 proceso de adjudicación de la subasta	Adicionalmente, para el análisis de la participación en la subasta vemos importante que se publique para comentarios de los interesados, los criterios de competencia y la función objetivo a implementar en el proceso de optimización que se utilizará para la adjudicación, con el fin de poder conocer todos los aspectos que se considerarán para el desarrollo de la subasta y las implicaciones tanto para la oferta como para los consumidores de energía. En el artículo 24° se indica que la metodología será publicada pero no queda claro si se dispondrá para comentarios previamente.
7	Proyectos que pueden participar en la subasta	Artículo 22 Proyectos que pueden participar en la subasta	Por otro lado, en cuanto a los proyectos que pueden participar en la subasta, el artículo 22° indica que pueden participar aquellos con capacidad efectiva igual o superior a 5 MW, siempre y cuando se acojan al despacho centralizado. Teniendo en cuenta que las plantas de capacidad entre 5 y 10 MW no hacen parte hoy del despacho centralizado, la propuesta implica una modificación de la Resolución CREG 024 de 1995.



8	Demanda objetivo	Artículo 16 convocatoria de la subasta	En cuanto a la propuesta de resolución de la convocatoria para la subasta, consideramos que no definir una demanda objetivo va en contravía de lo expuesto en el documento soporte en cuanto a que ello puede afectar la competitividad del proceso. Vemos importante que se proporcione claridad sobre los objetivos esperados de los diferentes mecanismos de mercado frente al abastecimiento y confiabilidad de la demanda de energía eléctrica.
9	General	General	<p>Finalmente, destacamos de manera positiva la decisión del Ministerio de Minas y Energía de no aplicar para esta siguiente subasta lo establecido en el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo, que obliga a los comercializadores de energía eléctrica a que entre el 8 y 10% de sus compras de energía provengan de FNCER a través de contratos de largo plazo. Con los incentivos suficientes la demanda estará motivada a acudir en un proceso competitivo, en el cual pueda verse beneficiada de los atributos de estas fuentes y obtener precios eficientes.</p> <p>Agradeciendo la disposición permanente a recibir comentarios y propuestas, quedamos atentos a cualquier información adicional o inquietud que pueda surgir al respecto.</p>



Comentario 19

De: Borrero Angarita, María Antonieta, Enel Colombia

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 15:47

Asunto: Comentarios Enel Emgesa mecanismo de contratación de largo plazo

Doctor

DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía

Calle 43 No.57-31, CAN

La Ciudad

Asunto: Comentarios a la resolución por la cual se reglamenta el mecanismo de contratación de largo plazo

Estimada doctor Mesa:

Dando alcance a la comunicación enviada por Enel Emgesa el 21 de mayo de 2019 con número de radicado 2019033671, a continuación presentamos nuestros comentarios y aportes a la resolución por la cual se reglamenta el mecanismo de contratación de largo plazo.

En general, valoramos el esfuerzo del Ministerio por modificar y ajustar algunos aspectos del mecanismo de contratación de largo plazo, con el objetivo de lograr una segunda subasta exitosa. Si bien observamos que se están eliminando barreras a la participación de generadores y se están mitigando riesgos a los comercializadores a través de un nuevo producto, que favorecen una mayor concurrencia al mecanismo, consideramos que se requiere con urgencia la modificación de la Resolución CREG 020 de 2019, para que en efecto a través de la subasta sea posible la adjudicación de contratos.

Como hemos mencionado previamente al Ministerio, los indicadores de competencia previstos en la resolución en mención no son adecuados, ya que se enfocan en las cantidades adjudicadas y no en la eficiencia del precio resultante, el cual debería ser su objetivo. Además, están orientados a evitar situaciones de poder de mercado por parte de agentes integrados, existiendo herramientas de supervisión ex post para esto. Por otra parte, la fórmula de traslado en la tarifa de los costos asociados a los contratos de largo plazo prevista en esta misma norma, genera riesgos para los comercializadores al no permitir un passthrough perfecto del costo del contrato. En

Página 69 de 149



este sentido, consideramos que hasta que no se modifiquen estos aspectos es improbable que los comercializadores se animen a participar en la subasta, y que las condiciones de competencia se cumplan teniendo en cuenta las características de la oferta que participaría en la misma.

Teniendo en cuenta lo anterior, sugerimos considerar las siguientes opciones para los indicadores de competencia: i) calcular los indicadores de participación, concentración y dominancia sobre toda la oferta que se presente a la subasta, no sobre los proyectos adjudicados, ii) revisar ex ante los niveles de contratación entre agentes integrados verticalmente, y verificar que como resultado de la subasta no se exceda el límite permitido en la Resolución CREG 20 de 1996.

En cuanto a la resolución en consulta, a continuación presentamos en detalle algunas consideraciones e inquietudes.

□ Seguimiento - Artículo 6

Solicitamos al Ministerio aclarar la relación entre el cumplimiento de los objetivos de política establecidos en el artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015, y la asignación del ASIC como el administrador de la garantía de puesta en operación de los proyectos de generación.

□ Definiciones y participantes de la subasta - Artículo 7 y 17

En estos artículos se menciona que podrán participar en la subasta agentes del Mercado de Energía Mayorista y/o personas naturales o jurídicas propietarios o representantes comerciales de proyectos de generación. Sin embargo, la representación en el MEM solo lo pueden hacer personas jurídicas. Así las cosas, vemos necesario que se aclare la redacción de estos artículos.

□ Actualización del precio del contrato - Artículo 9

Encontramos inconveniente actualizar el precio de los contratos de largo plazo con el IPP de Estados Unidos, ya que a través de esta opción se traslada el riesgo de la tasa de cambio a los comercializadores y la demanda. Al respecto, consideramos que los generadores tienen más herramientas para gestionar los riesgos asociados a la tasa de cambio que los comercializadores, y la propuesta puede desincentivar la participación de los mismos, afectando los resultados de la subasta.



En este sentido, sugerimos que la actualización del precio del contrato se haga con el IPP de oferta interna que publica el DANE, tal como se hace actualmente en el mercado mayorista.

□ Condiciones de las ofertas de los participantes – Artículo 20

Sobre la oferta de compra de los compradores, solicitamos al Ministerio aclarar si el objetivo de la propuesta es que los comercializadores presenten una única oferta plana de compra, igual en todas las horas del día.

Al respecto, entendíamos de la consulta pública que realizó el Ministerio sobre el producto, que el objetivo de los bloques horarios era que todos los agentes tuvieran la potestad de ofrecer por bloques de acuerdo con sus necesidades. En el caso de los comercializadores, esta alternativa permitía mitigar los riesgos asociados a la generación variable de las fuentes no convencionales, y realizar compras que se ajustaran a la curva de carga de los mercados que atienden.

En consecuencia, sugerimos al Ministerio permitir que los comercializadores presenten ofertas de paquetes por bloques, tal como está previsto para el caso de los generadores. En caso de que esto no sea posible por la dificultad que conlleva el proceso de adjudicación, solicitamos que la asignación de contratos para los agentes corresponda con el tipo de oferta que presentan. Es decir, que si el comercializador presenta una oferta plana en todas las horas, se le asigne un contrato que cumpla con esta característica y le brinde una cobertura igual en todas las horas.

□ Bloques intradiarios - Artículo 21

Sugerimos modificar el bloque 2 de 6:00 am a 6:00 pm, de tal forma que se capturen todas las horas de operación de las plantas solares, que se están instalando en el país.

□ Proyectos que participarán en la subasta - Artículo 22

Solicitamos al Ministerio aclarar si la siguiente redacción aplica solo a los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) o a todas las tecnologías:

“Así mismo, los proyectos con capacidad efectiva total igual o superior a 5 MW podrán participar en la subasta siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado de conformidad con la reglamentación vigente.”



□ Proceso de adjudicación de la subasta - Artículo 24

Sugerimos al Ministerio que el proceso de adjudicación de la subasta sea sencillo y trazable para todos los agentes. En este sentido, proponemos analizar el modelo chileno donde los contratos de largo plazo se adjudican a través de subastas secuenciales, que consideran las condiciones de asignación mínima presentada por los agentes en sus ofertas.

Además, sugerimos revisar la validez del artículo 25, ya que entendemos que en los procesos de optimización de múltiples productos el desempate de ofertas es poco factible, teniendo en cuenta que se está buscando un óptimo general que corresponde al menor precio promedio día alcanzable con las ofertas de los agentes, y no se analizan o encuentra óptimos locales.

□ Precalificación de los generadores - Artículo 29

En este artículo se señala que la UPME verificará, entre otros, el cumplimiento de los requisitos listados. Sugerimos que se definan desde esta resolución cuáles serán esos requisitos, con el fin de darle claridad al proceso.

□ Letra b) de los requisitos legales: Es necesario que se defina que se entiende por “propietario del proyecto”.

□ Letra d) de los requisitos legales: En esta letra se exige que en la minuta de promesa y en los documentos de constitución de los generadores debe constar que sus “miembros responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo”. Obligar a declarar esto, implica exigirle a los accionistas de todas las empresas garantizar el cumplimiento de las obligaciones de los prestadores. En este orden de ideas, el Ministerio no está teniendo en cuenta la característica que la Ley le asigna a las sociedades por acciones, de separar el patrimonio de las sociedades y el de sus accionistas.

□ Precalificación de los generadores y comercializadores - Artículo 29 y 30
Respecto a la exigencia de emitir una oferta vinculante como criterio de precalificación, sugerimos que esta se aplique en una etapa posterior del proceso.



▣ Responsabilidades y deberes de la UPME - Numeral 1 del Anexo

En este numeral se exige a la UPME divulgar la información que haya sido registrada, en caso de haber adjudicación. Para este efecto una vez finalizada la subasta, la UPME publicará la totalidad de la información asociada a la misma. Es necesario que se revise por parte del Ministerio qué información se publicará, toda vez que en las ofertas que presenten los interesados existirá información considerada como confidencial.

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

Cordial saludo,



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		29/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		Enel Emgesa	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Seguimiento	Artículo 6	Solicitamos al Ministerio aclarar la relación entre el cumplimiento de los objetivos de política establecidos en el artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015, y la asignación del ASIC como el administrador de la garantía de puesta en operación de los proyectos de generación.
2	Definiciones y participantes de la subasta	Artículo 7 y 17	En estos artículos se menciona que podrán participar en la subasta agentes del Mercado de Energía Mayorista y/o personas naturales o jurídicas propietarios o representantes comerciales de proyectos de generación. Sin embargo, la representación en el MEM solo lo pueden hacer personas jurídicas. Así las cosas, vemos necesario que se aclare la redacción de estos artículos.



3	Actualización del precio del contrato	Artículo 9	<p>Encontramos inconveniente actualizar el precio de los contratos de largo plazo con el IPP de Estados Unidos, ya que a través de esta opción se traslada el riesgo de la tasa de cambio a los comercializadores y la demanda. Al respecto, consideramos que los generadores tienen más herramientas para gestionar los riesgos asociados a la tasa de cambio que los comercializadores, y la propuesta puede desincentivar la participación de los mismos, afectando los resultados de la subasta.</p> <p>En este sentido, sugerimos que la actualización del precio del contrato se haga con el IPP de oferta interna que publica el DANE, tal como se hace actualmente en el mercado mayorista.</p>
4	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20	<p>Sobre la oferta de compra de los compradores, solicitamos al Ministerio aclarar si el objetivo de la propuesta es que los comercializadores presenten una única oferta plana de compra, igual en todas las horas del día.</p> <p>Al respecto, entendíamos de la consulta pública que realizó el Ministerio sobre el producto, que el objetivo de los bloques horarios era que todos los agentes tuvieran la potestad de ofrecer por bloques de acuerdo con sus necesidades. En el caso de los comercializadores, esta alternativa permitía mitigar los riesgos asociados a la generación variable de las fuentes no convencionales, y realizar compras que se ajustaran a la curva de carga de los mercados que atienden.</p> <p>En consecuencia, sugerimos al Ministerio permitir que los comercializadores presenten ofertas de paquetes por bloques, tal como está previsto para el caso de los generadores. En caso de que esto no sea posible por la dificultad que conlleva el proceso de adjudicación, solicitamos que la asignación de contratos para los agentes corresponda con el tipo de oferta que presentan. Es decir, que si el comercializador presenta una oferta plana en todas las horas, se le asigne un contrato que cumpla con esta característica y le brinde una cobertura igual en todas las horas.</p>
5	Bloques intradiarios	Artículo 21	<p>Sugerimos modificar el bloque 2 de 6:00 am a 6:00 pm, de tal forma que se capturen todas las horas de operación de las plantas solares, que se están instalando en el país.</p>



6	Proyectos que participarán en la subasta	Artículo 22	<p>Solicitamos al Ministerio aclarar si la siguiente redacción aplica solo a los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) o a todas las tecnologías:</p> <p>“Así mismo, los proyectos con capacidad efectiva total igual o superior a 5 MW podrán participar en la subasta siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado de conformidad con la reglamentación vigente.”</p>
7	Proceso de adjudicación de la subasta	Artículo 24	<p>Sugerimos al Ministerio que el proceso de adjudicación de la subasta sea sencillo y trazable para todos los agentes. En este sentido, proponemos analizar el modelo chileno donde los contratos de largo plazo se adjudican a través de subastas secuenciales, que consideran las condiciones de asignación mínima presentada por los agentes en sus ofertas.</p> <p>Además, sugerimos revisar la validez del artículo 25, ya que entendemos que en los procesos de optimización de múltiples productos el desempate de ofertas es poco factible, teniendo en cuenta que se está buscando un óptimo general que corresponde al menor precio promedio día alcanzable con las ofertas de los agentes, y no se analizan o encuentra óptimos locales.</p>
8	Precalificación de los generadores	Artículo 29	<p>En este artículo se señala que la UPME verificará, entre otros, el cumplimiento de los requisitos listados. Sugerimos que se definan desde esta resolución cuáles serán esos requisitos, con el fin de darle claridad al proceso.</p> <ul style="list-style-type: none">• Letra b) de los requisitos legales: Es necesario que se defina que se entiende por “propietario del proyecto”.• Letra d) de los requisitos legales: En esta letra se exige que en la minuta de promesa y en los documentos de constitución de los generadores debe constar que sus “miembros responderán solidariamente por todas las obligaciones que adquiera la sociedad futura en el marco del presente mecanismo”. Obligar a declarar esto, implica exigirle a los accionistas de todas las empresas garantizar el cumplimiento de las obligaciones de los prestadores. En este orden de ideas, el Ministerio no está teniendo en cuenta la característica que la Ley le asigna a las sociedades por acciones, de separar el patrimonio de las sociedades y el de sus accionistas.



9	Precalificación de los generadores y comercializadores	Artículo 29 y 30	Respecto a la exigencia de emitir una oferta vinculante como criterio de precalificación, sugerimos que esta se aplique en una etapa posterior del proceso.
10	Responsabilidades y deberes de la UPME	Numeral 1 del Anexo	En este numeral se exige a la UPME divulgar la información que haya sido registrada, en caso de haber adjudicación. Para este efecto una vez finalizada la subasta, la UPME publicará la totalidad de la información asociada a la misma. Es necesario que se revise por parte del Ministerio qué información se publicará, toda vez que en las ofertas que presenten los interesados existirá información considerada como confidencial.



Comentario 20

De: ACOLGEN

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 16:22

Asunto: A-137-29-05-2019 | COMENTARIOS SCLPE ACOLGEN



A-137-29-05-2019

Bogotá, D.C., 29 de mayo de 2019

Ministerio de Minas y Energía
Origen: ACOLGEN
Rad: 2019035670 29-05-2019 03:38:06 PM
Anexos: 0
Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
Serie:

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: *Comentarios al Proyecto de Resolución “Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018” y el Proyecto de Resolución “Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación”.*

Estimada Ministra Suárez:

La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOLGEN y sus empresas asociadas, reiteramos nuestro continuo compromiso de aportar al análisis de propuestas para la integración exitosa de nuevas tecnologías de generación en el mercado eléctrico colombiano. Por nuestra parte, continuaremos aportando al debate técnico con propuestas que nos permitan fortalecer nuestro mercado competitivo, moderno, en el marco del desarrollo sostenible y de los compromisos ambientales.

En esta misma línea, queremos resaltar el arduo trabajo y el compromiso demostrado por el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía por diseñar un mecanismo de subasta que promueva la participación de los agentes bajo esquemas de mercado, con el fin de garantizar precios de energía aún más competitivos que los actuales; asimismo, agradecemos la disposición de espacios de participación y socialización, que han facilitado la construcción conjunta de este mecanismo.

1



Las propuestas planteadas en las Resoluciones en consulta, reflejan importantes avances en términos de la voluntariedad de la participación de los agentes, así como en la disposición de un contrato financiero Pague Lo Contratado; estamos convencidos que estos elementos representan incentivos adecuados para promover la concurrencia de agentes dentro de este mecanismo, y de esta forma garantizar el éxito de la subasta.

Como lo hemos mencionado mediante las comunicaciones (A-104-22-03-2019 y A-131-10-05-2019) y en la comunicación intersectorial del 08 de mayo de 2019, nuestro objetivo está encaminado a presentar soluciones que contribuyan a fortalecer el esquema de subasta propuesto. En esta línea, nos permitimos presentar comentarios frente a las Resoluciones en consulta.

A. Tipo de Contrato

Como lo mencionamos anteriormente, destacamos el trabajo realizado por el Ministerio en cuanto al diseño del producto a subastar, especialmente en la selección del tipo de contrato, dado que un Contrato Pague lo Contratado brinda certeza a la demanda sobre las cantidades que recibirá y los precios que deberá asumir por la cantidad contratada; así mismo, es un producto que ofrece la simplicidad que la demanda necesita para evaluar riesgos y para que el regulador pueda definir una metodología que garantice al comercializador el traslado a la tarifa de los costos de compra de estos contratos.

Es fundamental analizar la asignación de riesgos que se configura según el tipo de contrato. En el caso de un Pague Lo Generado, la generación real debe ser recibida y pagada por el comercializador, independiente del perfil de producción. Este contrato, que fue el establecido por la Resolución MME 41307 de 2018, imponía todo el riesgo a la demanda, implicando un desbalance evidente en la asignación de riesgos.

Por otra parte, un producto tipo Pague lo Demandado, impone todo el riesgo al generador, dado que el agente comprador solamente paga su consumo, siempre y cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada.

En contraste, la modalidad Pague Lo Contratado, en el que el comercializador se compromete a pagar la energía contratada independiente de que esta sea consumida o no, garantiza una asignación adecuada de riesgos tanto para la oferta como para la demanda, al mismo tiempo que separa lo físico de lo financiero. Consideramos que esta es una decisión acertada que permite eliminar ciertas disposiciones establecidas en la Resolución MME 40791 de 2018 y en la Resolución 41307 MME de 2018, que aumentaban la complejidad para la evaluación del riesgo de las partes y para la definición del traslado tarifario de los costos de compra de energía de estos contratos.

2



Particularmente, el experto de la Misión de la Transformación Energética, Carlos Batlle, en la consultoría adelantada para la Asociación en el año 2016 denominada “Mecanismos de Apoyo a la Expansión del Parque de Generación en el Sistema Eléctrico Colombiano”, sugiere que si el regulador decide instaurar mecanismos de contratación a largo plazo, la recomendación sería que el tipo de producto fuera **Pague Lo Contratado**, con el fin de evitar apantallar a las nuevas plantas de las señales del mercado de corto plazo. Esto, en el marco en que un tipo de producto Pague Lo Generado o Energía Media, al ser un contrato físico no da señales concretas para contribuir a la formación eficiente de precios en el mercado spot, en la programación óptima de mantenimientos, pronósticos de generación, entre otros; dado que no tiene riesgo alguno asociado a su generación.

En esta misma línea, es claro que el producto pague lo contratado, responde de forma adecuada a la necesidad de cobertura de riesgo, reduciendo la exposición a la volatilidad de precios del mercado de corto plazo, al proporcionar estabilidad de precios a la demanda. Sin embargo, en este punto, vemos necesario mencionar que no resulta efectiva una propuesta que si bien brinda cobertura de precios de la volatilidad del mercado spot, al mismo tiempo expone a los agentes comercializadores a la volatilidad asociada a la tasa representativa del mercado y a la inflación de Estados Unidos.

B. Voluntariedad de la demanda

Ahora bien, la selección de un producto Pague Lo Contratado y la eliminación de los criterios de precalificación son un importante avance en el objetivo de asegurar la concurrencia de agentes, tanto por el lado de la oferta, como el de la demanda. Principalmente, la eliminación de los criterios de precalificación, permitirá habilitar la participación de todos los proyectos y garantizar la concurrencia suficiente que brinde tranquilidad al mercado acerca de la formación eficiente del precio de energía a largo plazo.

Estas dos acertadas y convenientes modificaciones son fuertes incentivos a la participación de la demanda de forma voluntaria. De esa forma, se garantiza que el éxito de la subasta será motivado por la competitividad de los proyectos y el beneficio que representa al comercializador poder acceder a este mecanismo de contratación. En este punto, referimos que si bien, la obligatoriedad de la demanda fue reglamentada en el Artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, apoyamos la decisión del Ministerio de que dicha obligatoriedad pueda darse en diversos esquemas de contratación voluntarios, como la Subasta y los contratos a largo plazo que hoy tienen firmados nuevos proyectos de generación eólicos, solares y de biomasa. Está, siendo una decisión que iría en línea no solo con la promoción de FNCER sino con los principios de libre empresa, eficiencia de precios, libre competencia y, por lo tanto, que en

3



conjunto persiguen el objetivo de maximizar el bienestar social y mejorar la competitividad de todos los sectores productivos.

En el contexto de los incentivos de contratación de la demanda, es importante no perder de vista que esta asume un nivel de riesgo, dado que no puede trasladar completamente los costos a la tarifa del usuario final. Según el Artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente fórmula:

$$G = Qc \cdot (\alpha \cdot Pc + (1 - \alpha)Mc) + (1 - Qc) \cdot Pb + AJ \quad (1)$$

Donde,

Qc es el menor valor entre 1 y la relación entre la energía comprada mediante contratos bilaterales y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador minorista,

α es un valor calculado para cada comercializador,

Pc es el costo promedio de las compras del comercializador minorista con destino al mercado regulado,

Mc es el costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el MEM con destino al mercado regulado,

Pb es el precio de la energía comprada en bolsa, y

AJ es un factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra.

El factor α representa el porcentaje del costo promedio de las compra del comercializador minorista con destino al mercado regulado que puede ser trasladado al usuario final por medio de la tarifa; mientras que el restante $(1 - \alpha)$ es el porcentaje transferido al usuario por medio del costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el MEM con destino al mismo mercado.

Ahora bien, según la expresión (1), por cada peso que el Pc esté por debajo del Mc el comercializador tiene una ganancia equivalente de $Qc(1 - \alpha)$, por su parte, por cada peso que el Pc esté por encima del Mc el comercializador tiene una pérdida representada por $Qc(1 - \alpha)$. Lo cual le otorga al esquema un componente inherente de riesgo.

Bajo las condiciones actuales, el precio medio del mercado (Mc) está determinado por unos cuantos agentes que componen un gran porcentaje del mercado de comercialización. Es decir,

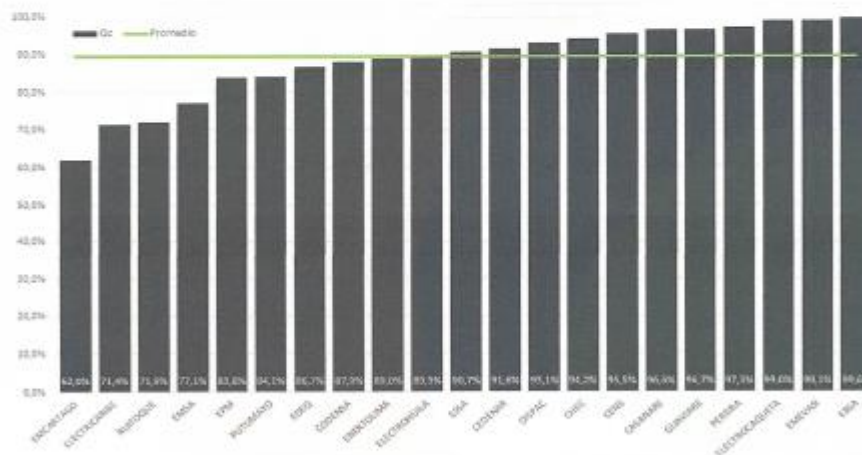


si un comercializador quisiera obtener ganancias, tendría que contratarse por debajo de las compras de estos agentes, lo cual tiene cierto nivel de dificultad, dado que estos agentes son integrados verticalmente, y parte de sus compras de energía vienen de su propia generación.

En conclusión, la forma de traslado a la tarifa definida actualmente por medio del *Mc*, incentiva la compra de energía a través de contratos cuyos precios estén por debajo del *Mc* y de la bolsa de energía, de manera que no se asuma riesgo de compra. No obstante, para muchos comercializadores, especialmente los no integrados, la probabilidad de ocurrencia de encontrar contratos a precios por debajo del *Mc* es muy baja, lo que puede llegar a reducir los incentivos a contratarse incluso con contratos bilaterales a precios eficientes.

Lo anterior, puede contrastarse con los niveles de contratación de los comercializadores para el periodo equivalente de 2018 (ver Figura 1).

Figura 1. Porcentaje de contratos por comercializador, promedio 2018



Fuente: XM; Elaboración: Acolgen

Como se puede observar de los datos presentados, los agentes mantienen su política de contratación vía contratos bilaterales, debido a los costos en los que incurrirían si se exponen a la volatilidad de la bolsa (pérdidas comerciales, incremento de cartera, atención a los clientes,



Asociación Colombiana de
Generadores de Energía Eléctrica

garantías en el MEM y riesgo reputacional). Por lo tanto, por parte de la demanda, existe un importante incentivo a contratarse en el esquema de la Subasta, dado que este no tiene riesgo de traslado por el *Mc*, (una vez hay asignación y se han cumplido los indicadores de competencia de la CREG) y definitivamente constituye una alternativa mejor que el Status Quo.

C. Actualización del precio del contrato

No obstante, si bien la selección de un producto Pague Lo Contratado es un importante avance en términos de una asignación adecuada de riesgos, dicho avance puede verse revertido al disponer de una actualización de precios que depende de la Tasa Representativa del Mercado y del Índice de Precios al Productor Estadounidense, como se mencionó anteriormente.

Como bien lo indica la Memoria Justificativa de la Resolución en Consulta, la función de los contratos es “reducir la exposición a la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final”. La metodología de actualización de los precios que propone la Resolución en Consulta, expone a la demanda a la variación no de los Precios del mercado spot, sino de la tasa de cambio y del IPP americano, el cual es un riesgo que claramente no puede gestionar. A diferencia de la oferta, la cual tiene más experiencia en el establecimiento de coberturas cambiarias.

En esta línea, mencionamos que la demanda podría valorar el riesgo cambiario a un costo mucho mayor que el que podría internalizar el generador en el precio de oferta. Por el contrario, si se asigna el riesgo cambiario al generador, la demanda se vería beneficiada de decisiones más informadas por parte del generador que conducirán a una mayor eficiencia general, más aun teniendo en cuenta que el agente generador tiene varias formas para mitigar el riesgo cambiario a nivel del proyecto.

Con el fin de cuantificar el impacto sobre los precios de la energía de la propuesta realizada por el Ministerio, se realizó un ejercicio regresivo (ver Figura 2), que tiene como suposición la implementación de esta metodología de actualización de precios hace 10 años, y que inicia con un precio de 100 \$/kWh. Una vez realizado el ejercicio, se encuentra que el precio a abril de 2019, según las diferentes opciones de indexación son las siguientes:

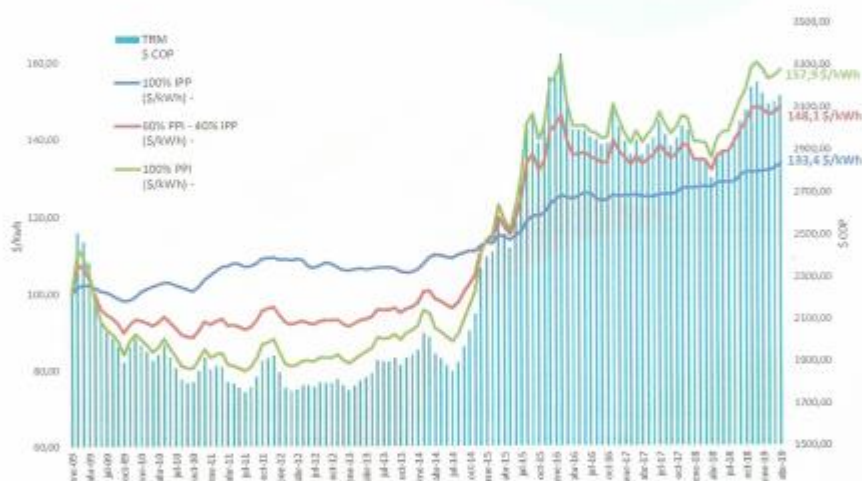
i.	Indexación con IPP:	133,4 \$/kWh
ii.	Indexación con 60% PPI y TRM – 40% IPP:	148,1\$ kWh
iii.	Indexación con PPI:	157,9 \$/kWh



Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

Es decir, que por cada kWh adquirido en estos contratos, el usuario habría tenido que pagar 24,5 \$/kWh adicionales de lo que hubiera pagado con un contrato indexado bajo la metodología actual. Esto, es una condición que puede tener serias repercusiones en el Presupuesto General de la Nación, dado que por cada peso adicional en el Costo Unitario, el Gobierno Nacional tendrá que asumir 3,9 mil millones de pesos anuales, que para un periodo de doce años sería un total de 46,6 mil millones de pesos.

Figura 2. Ejercicio regresivo de las alternativas de indexación de precios de contratación



Fuente: Banrep, Dane; Elaboración: Acolgen

Otro ejercicio realizado, con el fin de evaluar la pertinencia de la metodología propuesta para la actualización de precios de energía en contratos a largo plazo, fue contrastar el crecimiento de la media de precios de contratos versus los índices de precios al productor y los índices de precios al consumidor. Los resultados, demuestra una correlación casi perfecta del 0,98 y 0,99 respectivamente, lo que indica que el sistema a través de los años ha mantenido precios de energía acordes con la capacidad adquisitiva de sus usuarios. (Ver Figura 3)



Figura 3. Precios medio de contratos, CERE, IPP, IPC (2006-2019)



Fuente: Banrep, XM, Dane; Elaboración: Acolgen

Prueba de que el riesgo cambiario no mitiga la participación por parte de la oferta en este mecanismo, es que en la primera subasta de contratos de largo plazo de energía, se presentaron 22 proyectos, de los cuales nueve fueron calificados para participar; esto en el escenario donde el riesgo cambiario lo asumieron los inversionistas que presentaron ofertas competitivas¹. Adicionalmente para la segunda subasta el panorama es mucho más favorable, dado que como lo referencia el Ministerio existen más de 7000 MW en proyectos con potencial de participar.

Banca nacional y multilateral

Sumado a los argumentos presentados, referimos que el Estatuto Tributario dicta que los rendimientos de la banca internacional deben tributar un 15% de Retención en la Fuente, valor adicional al que aportan los bancos locales, por lo que los últimos pueden tener tasas mucho más competitivas. Es decir, la deuda con la banca internacional no constituye un incentivo a que el precio del contrato se actualice con monedas diferentes al peso colombiano.

¹ De acuerdo al comunicado del Ministerio de Minas y Energía "Gobierno nacional comprometido con energías alternativas – primera subasta de energías renovables: cumplió con la expectativa de oferta y demuestra el potencial para producir energías limpias a precios competitivos", 26 de febrero de 2019





Esta condición, se puede dar principalmente porque los bancos nacionales no tienen esquemas de financiación superiores a 12 años en dólares, lo que significativa que estos deberán tener apoyo de la banca internacional.

Ahora bien, la financiación en dólares ha sido ampliamente utilizada por importantes estructuradores de proyectos de infraestructura eléctrica a nivel nacional, y este riesgo siempre ha sido asumido por el inversionista; los usuarios de energía en Colombia no han sido expuestos a este riesgo en toda la existencia del mercado. Más aún, el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994 indica que "Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos."

Precedentes en la modificación de la metodología de indexación de precios

De igual manera, la alteración de los indexadores tiene un importante precedente. En el 2013 se definió el indexador para los precios del gas natural, el cual, si bien beneficiaba a la oferta, cuando la diferencia entre el precio normal del gas y el que estaba siendo modificado por el indexador era cada vez más grande, la demanda hizo todo lo posible para evitar este indexador y evitar un impacto inflacionario, al sentir amenazada su competitividad a nivel internacional como nacional por el aumento en sus costos.

D. Metodología clara para la asignación de los contratos

Con relación a las disposiciones del Artículo 24 de la Resolución en consulta, el proceso de adjudicación de la subasta consistirá en que: "La adjudicación de la subasta se realizará mediante **un proceso de optimización** que buscará la combinación de las ofertas que maximice la asignación de todos los bloques intradiarios y minimice el precio promedio ponderado de la asignación para un día. El Ministerio de Minas y Energía publicará la **metodología** que se utilizará para realizar dicho proceso de optimización"; con esto en cuenta, consideramos fundamental conocer de manera oportuna y con un periodo suficiente de consulta, la función objetivo de optimización propuesta para el mecanismo de subasta, y sus correspondientes funciones de restricción. En todo caso, mencionamos como necesario que prime como ha sido dentro de los diferentes mecanismos de comercialización, la maximización del bienestar de la sociedad como función objetivo.

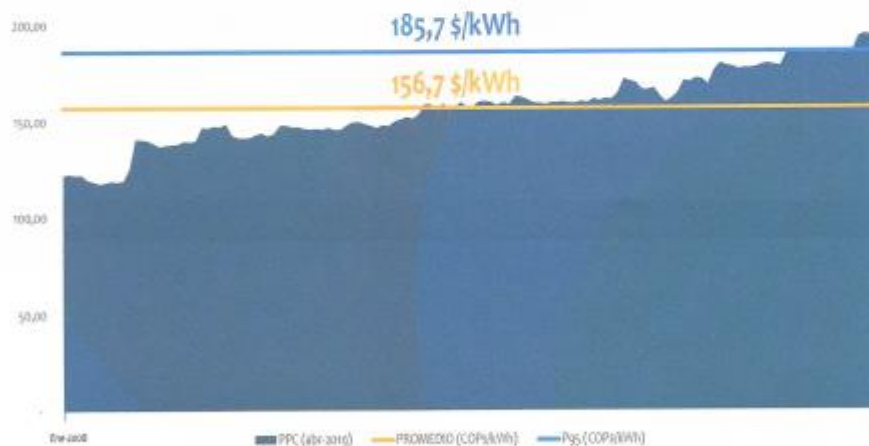


En esta misma línea, resulta igualmente necesario que el Ministerio defina, como lo hizo para la anterior subasta de largo plazo de energía², un proceso claro y detallado de asignación de los contratos de la subasta.

E. Adecuada determinación del precio techo, y consideraciones frente a los criterios de competencia y traslado de tarifa dentro del mecanismo

De acuerdo con información presentada por el Ministerio de Minas y Energía en diferentes foros del sector, el tope máximo no cumplió un papel relevante dentro de la primera subasta de contratación a largo plazo de energía, dado que la totalidad de los precios de venta estuvieron por debajo del valor determinado por la Comisión. En este sentido, con el interés de definir un tope máximo acorde a la realidad del mercado, proponemos que el mismo sea determinado de acuerdo al percentil 95 de los promedios históricos de contratos³ incluido el CERE, que con base en un análisis histórico de los últimos diez años está alrededor de los 185 \$/kWh. (Ver Figura 4)

Figura 4. Precios promedio de contratos (enero 2008- abril 2019)



Fuente: Banrep, XM; Elaboración: Acolgen

² Artículo 26, modificado por la Resolución MME 41307 de 2018

³ En nuestro caso particular, tomamos los precios históricos desde enero de 2008, considerando la publicación de la Resolución CREG 119 de 2007.



Por otra parte, con relación a la oportunidad que se establece para la CREG de presentar a la UPME en sobre cerrado el tope máximo, sugerimos que en todo caso se mantenga la disposición de “Dar a conocer el tope máximo después de recibir las propuestas por parte de los participantes y antes de iniciar con el proceso de adjudicación de la subasta”. Asimismo, consideramos que junto a la presentación del tope máximo se debe dar a conocer las variables, los supuestos y demás consideraciones que llevaron a la determinación de este valor por parte de la Comisión.

Necesario mantener los criterios de competencia

Como lo mencionamos mediante comunicación (A-476-28-09-2018), reconocemos que el trabajo realizado por la Comisión en el diseño de las condiciones de competencia, tiene un objetivo claro de garantizar: i) una formación eficiente de precios durante el proceso de subasta de largo plazo de energía, ii) una asignación efectiva bajo condiciones transparentes y consistentes de contratación, y iii) una interacción competitiva entre los múltiples participantes, que permita mitigar el riesgo de que un agente determine, de manera unilateral o coordinada los precios y las cantidades.

Precisamente, garantizar mecanismos competitivos para los agentes, ha sido reconocido a nivel internacional como la mejor estrategia regulatoria para promover la formación eficiente de precios; en este sentido, con el interés de que la próxima subasta sea exitosa consideramos que la solución no corresponde a eliminar los indicadores de competencia determinados técnicamente por la CREG⁴, sino por su parte re-evaluarlos bajo las nuevas condiciones del mecanismo. Lo anterior, principalmente considerando que las Resoluciones en consulta derogan explícitamente las Resoluciones MME 40791 y 41307 de 2018, por lo que la Resolución CREG 020 de 2019 deberá ser modificada.

Traslado pleno a la tarifa

En esta misma línea, considerando que la subasta de contratos de largo plazo de energía pretende la formación de precios eficientes, respetuosamente solicitamos al Ministerio evaluar la alternativa del traslado pleno y total de precios al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

F. Información suficiente y oportuna para la evaluación de riesgo de cada agente

Con base en las lecciones aprendidas del pasado proceso de subasta, sugerimos respetuosamente al Ministerio, publicar de manera consecutiva todos los documentos asociados al proceso de contratación, como lo es la minuta del contrato, el reglamento de garantías, los

⁴ En el marco de la Resolución CREG 114 de 2018



pliegos que contienen las bases y condiciones para participar en el proceso, el traslado a fórmula tarifaria y las condiciones de competencia del esquema. Lo anterior, con el interés de realizar un análisis integral de las propuestas del mecanismo, que en gran medida permitirá evaluar de una forma más efectiva las condiciones de participación de cada agente.

Para el caso particular del reglamento de garantías, vemos necesario que se realice una revisión integral a los mecanismos de las mismas, de tal manera, que a un mismo proyecto no se le soliciten garantías redundantes (generación, largo plazo, conexión), que bajo nuestro concepto tienden a cubrir el mismo riesgo, originado sobrecostos que disminuyen la competitividad en la subasta.

De igual manera, como se estableció en el proceso pasado, sugerimos definir un cronograma detallado con la fecha de publicación de cada proyecto de resolución, en el cual se establezca una fecha de publicación de resoluciones definitivas única; esto, buscando asegurar que los agentes cuenten con la información necesaria de manera oportuna y con la anticipación suficiente a la fecha de realización de la subasta, que permita incentivar su concurrencia en el mecanismo.

Por último, consideramos que el diseño y la estructuración del mecanismo requieren de un trabajo conjunto y de una participación activa de los agentes del sector. Frente a este punto, celebramos la iniciativa del Ministerio de poner a consideración de todos los agentes, las diferentes alternativas de producto para la subasta de contratación de largo plazo, los resultados de la consulta pública y los recientes proyectos de resolución; consideramos que los procesos de consulta son necesarios para garantizar el diseño abierto y transparente de política pública y para dar credibilidad a las agencias regulatorias, incrementando la predictibilidad, consistencia y confianza del entorno regulatorio, de las instituciones y de los diseñadores de políticas y en últimas para garantizar el objetivo común de éxito de la subasta.



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

Reciba un cordial saludo,

ÁNGELA MONTOYA HOLGUÍN
Presidenta Ejecutiva
ACOLGEN

Copia:

Dr. Diego Mesa Puyo – Viceministro de Energía

Dr. Luis Julián Zuluaga – Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y empresariales

Dr. Christian Jaramillo Herrera – Director Ejecutivo de la CREG

Dr. Ricardo Ramírez Carrero – Director General de la UPME



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"
Fecha inicio:	18/05/2019
Fecha fin:	29/05/2019
<i>Por favor diligenciar</i>	
Fecha comentario:	29 de mayo de 2019
Nombre de la empresa o interesado:	ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ACOLGEN
Datos de contacto:	Correo electrónico:
	Número celular:
Ciudad:	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Reconocimiento	Todo	<p>La Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOGEN y sus empresas asociadas, reiteramos nuestro continuo compromiso de aportar al análisis de propuestas para la integración exitosa de nuevas tecnologías de generación en el mercado eléctrico colombiano. Por nuestra parte, continuaremos aportando al debate técnico con propuestas que nos permitan fortalecer nuestro mercado competitivo, moderno, en el marco del desarrollo sostenible y de los compromisos ambientales.</p> <p>En esta misma línea, queremos resaltar el arduo trabajo y el compromiso demostrado por el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía por diseñar un mecanismo de subasta que promueva la participación de los agentes bajo esquemas de mercado, con el fin de garantizar precios de energía aún más competitivos que los actuales; asimismo, agradecemos la disposición de espacios de participación y socialización, que han facilitado la construcción conjunta de este mecanismo.</p> <p>Las propuestas planteadas en las Resoluciones en consulta, reflejan importantes avances en términos de la voluntariedad de la participación de los agentes, así como en la disposición de un contrato financiero Pague Lo Contratado; estamos convencidos que estos elementos representan incentivos adecuados para promover la concurrencia de agentes dentro de este mecanismo, y de esta forma garantizar el éxito de la subasta.</p> <p>Como lo hemos mencionado mediante las comunicaciones (A-104-22-03-2019 y A-131-10-05-2019) y en la comunicación intersectorial del 08 de mayo de 2019, nuestro objetivo está encaminado a presentar soluciones que contribuyan a fortalecer el esquema de subasta propuesto. En esta línea, nos permitimos presentar comentarios frente a las Resoluciones en consulta.</p>
			<p>Como lo mencionamos anteriormente, destacamos el trabajo realizado por el Ministerio en cuanto al diseño del producto a subastar, especialmente en la selección del tipo de contrato, dado que un Contrato Pague lo Contratado brinda certeza a la demanda sobre las cantidades que recibirá y los precios que deberá asumir por la cantidad contratada; así mismo, es un producto que ofrece la simplicidad que la demanda necesita para evaluar riesgos y para que el regulador pueda definir una metodología que garantice al comercializador el traslado a la tarifa de los costos de compra de estos contratos.</p> <p>Es fundamental analizar la asignación de riesgos que se configura según el tipo de contrato. En el caso de un Pague Lo Generado, la generación real debe ser recibida y pagada por el comercializador, independiente del perfil de producción. Este contrato, que fue el establecido por la Resolución MME 41307 de 2018, imponía todo el riesgo a la demanda, implicando un desbalance evidente en la asignación de riesgos.</p> <p>Por otra parte, un producto tipo Pague lo Demandado, impone todo el riesgo al generador, dado que el agente comprador solamente paga su consumo, siempre y cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada.</p>



2	Tipo de producto	Artículo 8. Producto a subastar	<p>En contraste, la modalidad Pague Lo Contratado, en el que el comercializador se compromete a pagar la energía contratada independiente de que esta sea consumida o no, garantiza una asignación adecuada de riesgos tanto para la oferta como para la demanda, al mismo tiempo que separa lo físico de lo financiero. Consideramos que esta es una decisión acertada que permite eliminar ciertas disposiciones establecidas en la Resolución MME 40791 de 2018 y en la Resolución 41307 MME de 2018, que aumentaban la complejidad para la evaluación del riesgo de las partes y para la definición del traslado tarifario de los costos de compra de energía de estos contratos.</p> <p>Particularmente, el experto de la Misión de la Transformación Energética, Carlos Batlle, en la consultoría adelantada para la Asociación en el año 2016 denominada "Mecanismos de Apoyo a la Expansión del Parque de Generación en el Sistema Eléctrico Colombiano", sugiere que si el regulador decide instaurar mecanismos de contratación a largo plazo, la recomendación sería que el tipo de producto fuera Pague Lo Contratado, con el fin de evitar apantallar a las nuevas plantas de las señales del mercado de corto plazo. Esto, en el marco en que un tipo de producto Pague Lo Generado o Energía Media, al ser un contrato físico no da señales concretas para contribuir a la formación eficiente de precios en el mercado spot, en la programación óptima de mantenimientos, pronósticos de generación, entre otros; dado que no tiene riesgo alguno asociado a su generación.</p> <p>En esta misma línea, es claro que este tipo de producto, responde de forma adecuada a la necesidad de cobertura de riesgo, reduciendo la exposición a la volatilidad de precios del mercado de corto plazo, al proporcionar estabilidad de precios a la demanda. Sin embargo, no resulta efectiva una propuesta que si bien brinda cobertura de precios de la volatilidad del mercado spot, al mismo tiempo expone a los agentes comercializadores a la volatilidad asociada a la tasa representativa del mercado y a la inflación de Estados Unidos.</p>
---	------------------	------------------------------------	--

			<p>Ahora bien, la selección de un producto Pague Lo Contratado y la eliminación de los criterios de precalificación son un importante avance en el objetivo de asegurar la concurrencia de agentes, tanto por el lado de la oferta, como el de la demanda. Principalmente, la eliminación de los criterios de precalificación, permitirá habilitar la participación de todos los proyectos y garantizar la concurrencia suficiente que brinde tranquilidad al mercado acerca de la formación eficiente del precio de energía a largo plazo.</p> <p>Estas dos acertadas y convenientes modificaciones son fuertes incentivos a la participación de la demanda de forma voluntaria. De esa forma, se garantiza que el éxito de la subasta será motivado por la competitividad de los proyectos y el beneficio que representa al comercializador poder acceder a este mecanismo de contratación. En este punto, referimos que si bien, la obligatoriedad de la demanda fue reglamentada en el Artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, apoyamos la decisión del Ministerio de que dicha obligatoriedad pueda darse en diversos esquemas de contratación voluntarios, como la Subasta y los contratos a largo plazo que hoy tienen firmados nuevos proyectos de generación eólicos, solares y de biomasa. Está, siendo una decisión que iría en línea no solo con la promoción de FNCER sino con los principios de libre empresa, eficiencia de precios, libre competencia y, por lo tanto, que en conjunto persiguen el objetivo de maximizar el bienestar social y mejorar la competitividad de todos los sectores productivos.</p> <p>En el contexto de los incentivos de contratación de la demanda, es importante no perder de vista que esta asume un nivel de riesgo, dado que no puede trasladar completamente los costos a la tarifa del usuario final. Según el Artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente fórmula:</p> $G = Qc \cdot (\alpha \cdot Pc + (1 - \alpha)Mc) + (1 - Qc) \cdot Pb + AJ$ <p>Donde,</p>
--	--	--	---



3	Voluntariedad de la demanda	Artículo 14. Características de la subasta	<p>Qc es el menor valor entre 1 y la relación entre la energía comprada mediante contratos bilaterales y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador minorista, α es un valor calculado para cada comercializador,</p> <p>Pc es el costo promedio de las compras del comercializador minorista con destino al mercado regulado,</p> <p>Mc es el costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el MEM con destino al mercado regulado,</p> <p>Pb es el precio de la energía comprada en bolsa, y</p> <p>AJ es un factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra.</p> <p>El factor α representa el porcentaje del costo promedio de las compra del comercializador minorista con destino al mercado regulado que puede ser trasladado al usuario final por medio de la tarifa; mientras que el restante $(1-\alpha)$ es el porcentaje transferido al usuario por medio del costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el MEM con destino al mismo mercado.</p> <p>Ahora bien, según la expresión (1), por cada peso que el Pc esté por debajo del Mc el comercializador tiene una ganancia equivalente de $Qc(1-\alpha)$, por su parte, por cada peso que el Pc esté por encima del Mc el comercializador tiene una pérdida representada por $Qc(1-\alpha)$. Lo cual le otorga al esquema un componente inherente de riesgo.</p> <p>Bajo las condiciones actuales, el precio medio del mercado (Mc) está determinado por unos cuantos agentes que componen un gran porcentaje del mercado de comercialización. Es decir, si un comercializador quisiera obtener ganancias, tendría que contratarse por debajo de las compras de estos agentes, lo cual tiene cierto nivel de dificultad, dado que estos agentes son integrados verticalmente, y parte de sus compras de energía vienen de su propia generación.</p> <p>En conclusión, la forma de traslado a la tarifa definida actualmente por medio del Mc, incentiva la compra de energía a través de contratos cuyos precios estén por debajo del Mc y de la bolsa de energía, de manera que no se asuma riesgo de compra. No obstante, para muchos comercializadores, especialmente los no integrados, la probabilidad de ocurrencia de encontrar contratos a precios por debajo del Mc es muy baja, lo que puede llegar a reducir los incentivos a contratarse incluso con contratos bilaterales a precios eficientes.</p> <p>Lo anterior, puede contrastarse con los niveles de contratación de los comercializadores para el periodo equivalente de 2018 (ver Figura 1).</p> <table border="1"> <caption>Data for Figure 1: Percentage of energy contracted by commercializers</caption> <thead> <tr> <th>Comercializador</th> <th>Porcentaje</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ENER-ATVINGO</td><td>62.0%</td></tr> <tr><td>ELECTRICARIBE</td><td>71.4%</td></tr> <tr><td>RUTIQUE</td><td>71.9%</td></tr> <tr><td>ENBA</td><td>77.1%</td></tr> <tr><td>EPM</td><td>83.8%</td></tr> <tr><td>PUTUMAYO</td><td>84.1%</td></tr> <tr><td>EREG</td><td>86.7%</td></tr> <tr><td>COGEMA</td><td>87.9%</td></tr> <tr><td>ENERTOLIMA</td><td>89.0%</td></tr> <tr><td>ELECTROBOGOTÁ</td><td>89.3%</td></tr> <tr><td>ESA</td><td>90.7%</td></tr> <tr><td>CEOLIMAR</td><td>91.0%</td></tr> <tr><td>BOPPC</td><td>93.1%</td></tr> <tr><td>CHEC</td><td>94.2%</td></tr> <tr><td>CFE</td><td>95.3%</td></tr> <tr><td>OCAIMAR</td><td>96.0%</td></tr> <tr><td>GUAPIRE</td><td>96.7%</td></tr> <tr><td>PUEBLO</td><td>97.3%</td></tr> <tr><td>ELECTROCALDITA</td><td>99.0%</td></tr> <tr><td>EMERAS</td><td>99.1%</td></tr> <tr><td>EBA</td><td>99.6%</td></tr> </tbody> </table> <p>Como se puede observar de los datos presentados, los agentes mantienen su política de contratación vía contratos bilaterales, debido a los costos en los que incurrirían si se exponen a la volatilidad de la bolsa (pérdidas comerciales, incremento de cartera, atención a los clientes, garantías en el MEM y riesgo reputacional). Por lo tanto, por parte de la demanda, existe un importante incentivo a contratarse en el esquema de la Subasta, dado que este no tiene riesgo de traslado por el Mc, (una vez hay asignación y se han cumplido los indicadores de competencia de la CREG) y definitivamente constituye una alternativa mejor que el Status quo.</p>	Comercializador	Porcentaje	ENER-ATVINGO	62.0%	ELECTRICARIBE	71.4%	RUTIQUE	71.9%	ENBA	77.1%	EPM	83.8%	PUTUMAYO	84.1%	EREG	86.7%	COGEMA	87.9%	ENERTOLIMA	89.0%	ELECTROBOGOTÁ	89.3%	ESA	90.7%	CEOLIMAR	91.0%	BOPPC	93.1%	CHEC	94.2%	CFE	95.3%	OCAIMAR	96.0%	GUAPIRE	96.7%	PUEBLO	97.3%	ELECTROCALDITA	99.0%	EMERAS	99.1%	EBA	99.6%
Comercializador	Porcentaje																																														
ENER-ATVINGO	62.0%																																														
ELECTRICARIBE	71.4%																																														
RUTIQUE	71.9%																																														
ENBA	77.1%																																														
EPM	83.8%																																														
PUTUMAYO	84.1%																																														
EREG	86.7%																																														
COGEMA	87.9%																																														
ENERTOLIMA	89.0%																																														
ELECTROBOGOTÁ	89.3%																																														
ESA	90.7%																																														
CEOLIMAR	91.0%																																														
BOPPC	93.1%																																														
CHEC	94.2%																																														
CFE	95.3%																																														
OCAIMAR	96.0%																																														
GUAPIRE	96.7%																																														
PUEBLO	97.3%																																														
ELECTROCALDITA	99.0%																																														
EMERAS	99.1%																																														
EBA	99.6%																																														



No obstante, si bien la selección de un producto Pague Lo Contratado es un importante avance en términos de una asignación adecuada de riesgos, dicho avance puede verse revertido al disponer de una actualización de precios que depende de la Tasa Representativa del Mercado y del Índice de Precios al Productor Estadounidense, como se mencionó anteriormente.

Como bien lo indica la Memoria Justificativa de la Resolución en Consulta, la función de los contratos es “reducir la exposición a la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final”. La metodología de actualización de los precios que propone la Resolución en Consulta, expone a la demanda a la variación no de los Precios del mercado spot, sino de la tasa de cambio y del IPP americano, el cual es un riesgo que claramente no puede gestionar. A diferencia de la oferta, la cual tiene más experiencia en el establecimiento de coberturas cambiarias.

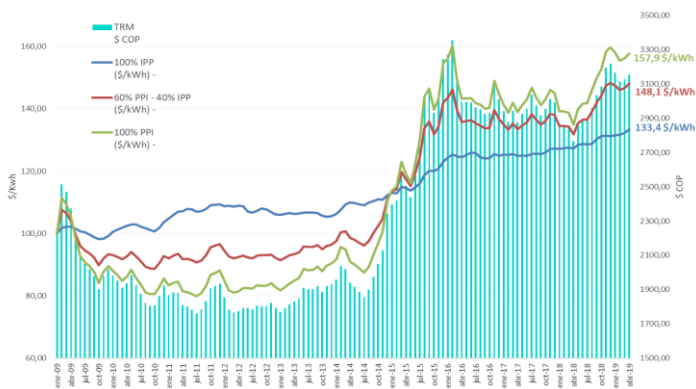
En esta línea, mencionamos que la demanda podría valorar el riesgo cambiario a un costo mucho mayor que el que podría internalizar el generador en el precio de oferta. Por el contrario, si se asigna el riesgo cambiario al generador, la demanda se vería beneficiada de decisiones más informadas por parte del generador que conducirán a una mayor eficiencia general, más aun teniendo en cuenta que el agente generador tiene varias formas para mitigar el riesgo cambiario a nivel del proyecto.

Con el fin de cuantificar el impacto sobre los precios de la energía de la propuesta realizada por el Ministerio, se realizó un ejercicio regresivo (ver Figura 2), que tiene como suposición la implementación de esta metodología de actualización de precios hace 10 años, y que inicia con un precio de 100 \$/kWh. Una vez realizado el ejercicio, se encuentra que el precio a abril de 2019, según las diferentes opciones de indexación son las siguientes:

- i. Indexación con IPP: 133,4 \$/kWh
- ii. Indexación con 60% PPI y TRM – 40% IPP: 148,1\$ kWh
- iii. Indexación con PPI: 157,9 \$/kWh

Es decir, que por cada kWh adquirido en estos contratos, el usuario habría tenido que pagar 24,5 \$/kWh adicionales de lo que hubiera pagado con un contrato indexado bajo la metodología actual. Esto, es una condición que puede tener serias repercusiones en el Presupuesto General de la Nación, dado que por cada peso adicional en el Costo Unitario, el Gobierno Nacional tendrá que asumir 3,9 mil millones de pesos anuales, que para un periodo de doce años sería un total de 46,6 mil millones de pesos.

Figura 2. Ejercicio regresivo de las alternativas de indexación de precios de contratación





4	Actualización del precio del contrato	Artículo 9. - Actualización del precio del contrato	<p>Otro ejercicio realizado, con el fin de evaluar la pertinencia de la metodología propuesta para la actualización de precios de energía en contratos a largo plazo, fue contrastar el crecimiento de la media de precios de contratos versus los índices de precios al productor y los índices de precios al consumidor. Los resultados, demuestra una correlación casi perfecta del 0.98 y 0.99 respectivamente, lo que indica que el sistema a través de los años ha mantenido precios de energía acordes con la capacidad adquisitiva de sus usuarios. (Ver Figura 3)</p> <p>Figura 3. Precios medio de contratos, CERE, IPP, IPC (2006-2019)</p> <p>Prueba de que el riesgo cambiario no mitiga la participación por parte de la oferta en este mecanismo, es que en la primera subasta de contratos de largo plazo de energía, se presentaron 22 proyectos, de los cuales nueve fueron calificados para participar; esto en el escenario donde el riesgo cambiario lo asumieron los inversionistas que presentaron ofertas competitivas. Adicionalmente para la segunda subasta el panorama es mucho más favorable, dado que como lo referencia el Ministerio existen más de 7000 MW en proyectos con potencial de participar.</p> <p>Banca nacional y multilateral</p> <p>Sumado a los argumentos presentados, referimos que el Estatuto Tributario dicta que los rendimientos de la banca internacional deben tributar un 15% de Retención en la Fuente, valor adicional al que aportan los bancos locales, por lo que los últimos pueden tener tasas mucho más competitivas. Es decir, la deuda con la banca internacional no constituye un incentivo a que el precio del contrato se actualice con monedas diferentes al peso colombiano.</p> <p>Esta condición, se puede dar principalmente porque los bancos nacionales no tienen esquemas de financiación superiores a 12 años en dólares, lo que significativa que estos deberán tener apoyo de la banca internacional.</p> <p>Ahora bien, la financiación en dólares ha sido ampliamente utilizada por importantes estructuradores de proyectos de infraestructura eléctrica a nivel nacional, y este riesgo siempre ha sido asumido por el inversionista; los usuarios de energía en Colombia no han sido expuestos a este riesgo en toda la existencia del mercado. Más aún, el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994 indica que "Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos."</p> <p>Precedentes en la modificación de la metodología de indexación de precios</p> <p>De igual manera, la alteración de los indexadores tiene un importante precedente. En el 2013 se definió el indexador para los precios del gas natural, el cual, si bien beneficiaba a la oferta, cuando la diferencia entre el precio normal del gas y el que estaba siendo modificado por el indexador era cada vez más grande, la demanda hizo todo lo posible para evitar este indexador y evitar un impacto inflacionario, al sentir amenazada su competitividad a nivel internacional como nacional por el aumento en sus costos.</p>
---	---------------------------------------	---	---



5	Metodología clara para la asignación de los contratos	Artículo 24. - Proceso de adjudicación de la subasta	<p>Con relación a las disposiciones del Artículo 24 de la Resolución en consulta, el proceso de adjudicación de la subasta consistirá en que: “La adjudicación de la subasta se realizará mediante un proceso de optimización que buscará la combinación de las ofertas que maximice la asignación de todos los bloques intradiarios y minimice el precio promedio ponderado de la asignación para un día. El Ministerio de Minas y Energía publicará la metodología que se utilizará para realizar dicho proceso de optimización”; con esto en cuenta, consideramos fundamental conocer de manera oportuna y con un periodo suficiente de consulta, la función objetivo de optimización propuesta para el mecanismo de subasta, y sus correspondientes funciones de restricción. En todo caso, mencionamos como necesario que prime como ha sido dentro de los diferentes mecanismos de comercialización, la maximización del bienestar de la sociedad como función objetivo.</p> <p>En esta misma línea, resulta igualmente necesario que el Ministerio defina, como lo hizo para la anterior subasta de largo plazo de energía , un proceso claro y detallado de asignación de los contratos de la subasta.</p>
6	Adecuada determinación del precio techo, y consideraciones frente a los criterios de competencia y traslado de tarifa dentro del mecanismo	Artículo 23. - Tope máximo Artículo 19. - Condiciones de competencia	<p>De acuerdo con información presentada por el Ministerio de Minas y Energía en diferentes foros del sector, el tope máximo no cumplió un papel relevante dentro de la primera subasta de contratación a largo plazo de energía, dado que la totalidad de los precios de venta estuvieron por debajo del valor determinado por la Comisión. En este sentido, con el interés de definir un tope máximo acorde a la realidad del mercado, proponemos que el mismo sea determinado de acuerdo al percentil 95 de los promedios históricos de contratos incluido el CERE, que con base en un análisis histórico de los últimos diez años está alrededor de los 185 \$/kWh. (Ver Figura 4)</p> <p>Figura 4. Precios promedio de contratos (enero 2008- abril 2019)</p> <p>Por otra parte, con relación a la oportunidad que se establece para la CREG de presentar a la UPME en sobre cerrado el tope máximo, sugerimos que en todo caso se mantenga la disposición de “Dar a conocer el tope máximo después de recibir las propuestas por parte de los participantes y antes de iniciar con el proceso de adjudicación de la subasta”. Asimismo, consideramos que junto a la presentación del tope máximo se debe dar a conocer las variables, los supuestos y demás consideraciones que llevaron a la determinación de este valor por parte de la Comisión.</p> <p>Necesario mantener los criterios de competencia</p>



			<p>Como lo mencionamos mediante comunicación (A-476-28-09-2018), reconocemos que el trabajo realizado por la Comisión en el diseño de las condiciones de competencia, tiene un objetivo claro de garantizar: i) una formación eficiente de precios durante el proceso de subasta de largo plazo de energía, ii) una asignación efectiva bajo condiciones transparentes y consistentes de contratación, y iii) una interacción competitiva entre los múltiples participantes, que permita mitigar el riesgo de que un agente determine, de manera unilateral o coordinada los precios y las cantidades.</p> <p>Precisamente, garantizar mecanismos competitivos para los agentes, ha sido reconocido a nivel internacional como la mejor estrategia regulatoria para promover la formación eficiente de precios; en este sentido, con el interés de que la próxima subasta sea exitosa consideramos que la solución no corresponde a eliminar los indicadores de competencia determinados técnicamente por la CREG, sino por su parte re-evaluarlos bajo las nuevas condiciones del mecanismo. Lo anterior, principalmente considerando que las Resoluciones en consulta derogan explícitamente las Resoluciones MME 40791 y 41307 de 2018, por lo que la Resolución CREG 020 de 2019 deberá ser modificada.</p> <p>Traslado pleno a la tarifa</p> <p>En esta misma línea, considerando que la subasta de contratos de largo plazo de energía pretende la formación de precios eficientes, respetuosamente solicitamos al Ministerio evaluar la alternativa del traslado pleno y total de precios al Costo Unitario de Prestación del Servicio.</p>
--	--	--	---

7	oportuna para la evaluación	Artículo 3. Implementación	<p>Con base en las lecciones aprendidas del pasado proceso de subasta, sugerimos respetuosamente al Ministerio, publicar de manera consecutiva todos los documentos asociados al proceso de contratación, como lo es la minuta del contrato, el reglamento de garantías, los pliegos que contienen las bases y condiciones para participar en el proceso, el traslado a fórmula tarifaria y las condiciones de competencia del esquema. Lo anterior, con el interés de realizar un análisis integral de las propuestas del mecanismo, que en gran medida permitirá evaluar de una forma más efectiva las condiciones de participación de cada agente.</p> <p>Para el caso particular del reglamento de garantías, vemos necesario que se realice una revisión integral a los mecanismos de las mismas, de tal manera, que a un mismo proyecto no se le soliciten garantías redundantes (generación, largo plazo, conexión), que bajo nuestro concepto tienden a cubrir el mismo riesgo, originado sobrecostos que disminuyen la competitividad en la subasta.</p> <p>De igual manera, como se estableció en el proceso pasado, sugerimos definir un cronograma detallado con la fecha de publicación de cada proyecto de resolución, en el cual se establezca una fecha de publicación de resoluciones definitivas única; esto, buscando asegurar que los agentes cuenten con la información necesaria de manera oportuna y con la anticipación suficiente a la fecha de realización de la subasta, que permita incentivar su concurrencia en el mecanismo.</p> <p>Por último, consideramos que el diseño y la estructuración del mecanismo requieren de un trabajo conjunto y de una participación activa de los agentes del sector. Frente a este punto, celebramos la iniciativa del Ministerio de poner a consideración de todos los agentes, las diferentes alternativas de producto para la subasta de contratación de largo plazo, los resultados de la consulta pública y los recientes proyectos de resolución; consideramos que los procesos de consulta son necesarios para garantizar el diseño abierto y transparente de política pública y para dar credibilidad a las agencias regulatorias, incrementando la predictibilidad, consistencia y confianza del entorno regulatorio, de las instituciones y de los diseñadores de políticas y en últimas para garantizar el objetivo común de éxito de la subasta.</p>
---	-----------------------------	----------------------------	---



Comentario 21

De: Juan Guerrero - AES

Date: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 16:24

Asunto: Comentarios Proyecto Resolución Mecanismo promoción de contratación de largo plazo



Bogotá, mayo 29 de 2019

010302 - 004150 - 2019

Doctora
María Fernanda Suarez Londoño
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 57-31, CAN
Bogotá, D.C

AES CHIVOR & CIA, S.C.A. E.S.P.
Av. Calle 100 No. 19-54 Of. 901
Bogotá / Colombia
PBX: (1) 407 9555
(8) 744 4010
Fax: (1) 594 7394
aescolombia@aes.com
www.aescol.com
Nit. 830.025.205-2

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018".

Estimada Ministra:

AES Colombia manifiesta nuevamente su apoyo irrestricto al desarrollo de una política que permita el desarrollo de esquemas de contratación de largo plazo unido al objetivo de diversificar la matriz energética del país bajo esquemas de competencia y neutralidad, que permitan mayor eficiencia en el mercado y que esos beneficios se trasladen a los consumidores de energía.

Considerando las lecciones aprendidas de la primera subasta de febrero de 2019, reconocemos la buena disposición del Ministerio que usted preside, de recibir recomendaciones y propuestas de ajustes provenientes de los diferentes agentes e interesados en mejorar el mecanismo de subasta, y que han manifestado sus puntos de vista directamente por escrito, en reuniones y en seminarios y congresos sobre el tema. Adicionalmente el mecanismo dará la posibilidad de empezar a cumplir con el mandato del Plan Nacional de Desarrollo (PND) en cuanto a contratación de la demanda con energía renovable entre un 8-10%.

La realización de la encuesta liderada por el Ministerio sobre alternativas de producto y otros aspectos de la subasta ha sido crucial para la elaboración de la nueva propuesta de resolución del mecanismo y respecto de la cual presentamos los siguientes comentarios:

de 5



COMENTARIOS GENERALES

- Para lograr la mayor congruencia del mecanismo de subasta con las necesidades de promoción de las tecnologías renovables no convencionales, se debe permitir la participación en la subasta de los proyectos que cuentan ya con aprobaciones de conexión en la Guajira por parte de la UPME. En tal sentido AES Colombia como propietario del desarrollo eólico más grande en la Guajira como lo es el proyecto Jemeiwaa Kai y tal como se había acordado en las reuniones que hemos tenido recientemente con Usted, solicita que con el objetivo de impulsar el desarrollo de la Guajira y de tener los proyectos con energía más competitiva en el mercado, se permita participar en la subasta de contratación de largo plazo de energía a los proyectos con fecha COD posterior a enero de 2022, siempre y cuando se cumpla con las obligaciones de energía adquiridas con la demanda durante Enero del 2022 y la fecha de COD. Los mecanismos naturales de cubrimiento podrían ser la bolsa de energía y/o anillos de seguridad similares a los existentes en el cargo por confiabilidad.
- El gran avance en renovables lo han propiciado los agentes que han invertido en primera instancia al desarrollo de la Guajira como zona privilegiada en materia renovable, lo cual permitió la inclusión en el plan de expansión de una primera fase denominada Colectora 1 cuya construcción está respaldada con garantías de los desarrolladores que presentaron solicitudes de conexión, por lo que no permitir su participación en la segunda subasta por tener un COD posterior al 1 de enero de 2022 no es un mensaje de confianza a los inversionistas.
- Con respecto a los proyectos que ya tienen concepto de conexión entregado por la UPME, solicitamos que el Ministerio a su cargo y conjuntamente con la CREG revisen de manera integral opciones de conexión compartida, lo cual permitirá una reducción de impactos ambientales y sociales que implique de una manera directa una reducción en los riesgos de ejecución de los proyectos. El tener este aspecto revisado antes de la ejecución de la subasta podría traducirse en ofertas más competitivas durante la misma.
- Compartimos ampliamente la visión del Ministerio de ajustar el producto a un contrato “pague lo contratado” con bloques intra-diarios, puesto que este hecho dará mayor tranquilidad a la demanda de conocer la entrega del mismo y podrá gestionar los riesgos asociados de una manera más efectiva que con relación a la propuesta inicial de energía media anual. Sin embargo, solicitamos comedidamente corroborar mediante ejemplos de optimización si el hecho de tener un producto diferenciado entre lo que se ofertará y una demanda plana hace factible el cierre eficiente de la subasta.
- En vista que los principales desarrolladores de tecnologías renovables tendrán que solicitar créditos externos para la ejecución de los proyectos y la necesidad de compra de equipos especializados en el mercado internacional, la realización de la subasta tendría grandes beneficios de realizarse completamente en dólares (USD), ya que



permitirá reducir riesgos al desarrollador que se traducirán en mejores precios en las ofertas y que beneficiaran de manera directa a la demanda.

- Consideramos que para mejorar la competitividad del esquema y para lograr el objetivo de diversificación de la matriz energética a través de energías renovables no convencionales que mejoren los precios percibidos por los usuarios finales, el periodo mínimo de duración del contrato debería ser 15 años. Para dar un ejemplo específico está el caso de Chile donde se inició el plazo de adjudicación en 15 años y ya se ha modificado a 20 años por los beneficios relevantes que trae para la demanda.
- Se debe definir claramente la armonización de los esquemas de promoción de proyectos de generación como son la subasta de contratos de largo plazo y el mecanismo de cargo por confiabilidad. En tal sentido, recomendamos que los proyectos renovables no convencionales que firmen contratos bajo el esquema de subasta de contratos de largo plazo tengan la opción de una asignación automática de obligaciones de energía firme bajo el esquema de cargo por confiabilidad al precio de cierre de la última subasta.
- Consideramos que el entendimiento general del mecanismo de subasta solo se puede obtener contando con todos los documentos que formalizan el esquema, por lo cual solicitamos comedidamente que se conozcan a la brevedad todos los documentos complementarios de la subasta como son: i) Pliego de condiciones de participación, ii) Minuta del contrato, iii) Resolución CREG de condiciones de competencia. Asimismo, es necesario conocer el cronograma actualizado de las actividades a realizar en la subasta con el fin de organizar los grupos internos de las empresas y sobre todo aquellas que por su estructura corporativa necesitan aprobaciones internas de varios de ellos y poder obtener los documentos y garantías con suficiente anticipación.
- De conformidad con el artículo 35 del Proyecto de Resolución, la CREG definirá la garantía asociada a la puesta en operación de los proyectos de generación adjudicados en la subasta de que trata la presente Resolución. La CREG deberá definir por lo menos: las obligaciones a garantizar, el administrador de la garantía, los eventos de incumplimiento, los criterios y tipos de garantías admisibles, la metodología aplicable a los montos a garantizar; los mecanismos de ajuste que se requieran; y el destino de los dineros resultantes al hacerlas efectivas. En tal sentido solicitamos que los proyectos que hayan comprometido garantías de puesta en operación y asociadas a las expansiones del STN, sean eximidas de emitir nuevas garantías asociadas a la construcción o puesta en operación de la obligación establecida en el artículo 35, teniendo en cuenta que anteriormente ya han garantizado su puesta en operación y que volver a garantizar el mismo riesgo, implica una menor competitividad de estos proyectos y con efectos económicos adversos para el mercado.

COMENTARIOS ESPECIFICOS

- **Art 7 Definiciones.** Con relación a la definición de Curva S donde se pide que se incluya la conexión del proyecto a la red de transmisión nacional o regional, debe aclararse cuál es la información es necesaria reportar, ya que lo único que puede colocar un



promotor es aquello que puede gestionar directamente y no aquello que depende de un tercero.

- **Art 9 Actualización de precio del contrato.** Ya que como se propuso que el contrato sea asignado totalmente en dólares, se solicita que actualización se realice con base en la variación del IPC y no con el IPP de la serie WPSFD41312, el cual no tiene correlación directa con el financiamiento de proyectos. Se debe revisar la fórmula de indexación del valor de contrato en dólares porque no se debe hacer a pasos mensuales sino la actualización del precio de adjudicación contra el valor de variación hasta el mes a ajustar.

Si de todas maneras el Ministerio define que el precio se asigne en pesos, pero se indexe con variación de las dos monedas funcionales tal como lo propone el Artículo 9 del proyecto de resolución, se debe considerar una relación más cercana al valor que estiman los desarrolladores con relación al CAPEX del proyecto sea una relación de 80% en dólares y 20% en pesos y esta sirva para la actualización del precio. Para la parte de pesos el IPP que debería utilizarse es el IPP de oferta interna que es la práctica del mercado y no el IPP general como se entiende de la propuesta de resolución.

- **Art 20 Condiciones de las ofertas de los participantes.** Se debe clarificar porque los compradores que participaran en el mecanismo lo harán con una oferta diaria en energía mientras que los vendedores si presentaran ofertas para cada uno de los bloques intra-diarios definidos.

También es necesario aclarar el entendimiento de ofertas concurrentes y si esto se asemeja al concepto de ofertas condicionadas por parte de los vendedores tal como se hace en los mercados bilaterales actualmente.

- **Art 24. Adjudicación.** Es necesario que se defina y se pruebe el sistema de adjudicación de la subasta dado que en el mismo menciona lo siguiente "... buscará la combinación de las ofertas que maximice la asignación de todos los bloques intra-diarios y minimice el precio promedio ponderado de la asignación para un día." Lo que se debe verificar es que la asignación para tecnologías que no dan el complemento 24/7 impacten negativamente la asignación de las tecnologías que si lo pueden hacer y que eso se no se traduzca en un beneficio para la demanda.
- **Capítulo V.** Con relación a los criterios de precalificación tanto técnicos, legales y financieros definidos en el Capítulo V, solicitamos que los mismos sean exigentes para garantizar la solidez de cada uno de los participantes del mecanismo (generadores y comercializadores).

Se debe permitir la participación de grupos empresariales en la subasta ya sea directamente o mediante asociación a fin de contar con mayor competencia y lograr una formación de precio mas eficiente.

- **Capítulo VI.** En este capítulo se definen las garantías del esquema de subasta de contratos de largo plazo de energía, pero lo que solicitamos al ministerio es que se realice armonización con el esquema actual de garantías del mercado de energía en Colombia para evitar sobre cubrimientos ante el mismo riesgo y que no conducen a mejorar los precios finales de la subasta.



Nos gustaría que se analice bien el riesgo de contraparte y evaluar si las cláusulas de penalidades son suficientemente fuertes para evitar riesgos de terminación temprana del contrato por parte de los compradores.

- Sería recomendable que en alguno de los documentos base de la subasta se mencione el tipo de información que va a quedar publica para consulta de los participantes y cual permanecerá con carácter privado.

Agradecemos la atención prestada y quedamos a su disposición para aclarar cualquier información contenida en esta comunicación.

Cordial saludo,


Patricia Aparicio C.
Suplente del Representante Legal

Copias:

Dr. Diego Mesa, Viceministro de Energía
Dr. Julián Zuluaga, Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales



Comentario 22

De: **Mauricio Torres Rengifo**

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 16:57

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución Convocatoria a la subasta de contratación de Energía Eléctrica de largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:			
Nombre de la empresa o interesado:	QI ENERGY SAS ESP		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Cali		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Garantías	CAPÍTULO VI - GARANTÍAS (Artículos 31, 32 y 34)	Se solicita sean incluidas dentro de las alternativas de cubrimiento, pólizas de seguro en la etapa preoperativa y operativa, con lo cual los costos de cubrimiento no afecten a las empresas
2	Actualización del precio del contrato	CAPÍTULO III - DEFINICIÓN DEL PRODUCTO (Artículo 9)	Teniendo en cuenta que el destino de la energía será la demanda regulada, permitir que la indexación de los precios sea mayoritariamente con dolares, se considera negativo para este tipo de usuarios, se solicita sea solo indexada con el IPP oferta Interna como la maypría de los contratos bilaterales
3	Condiciones de las ofertas de los participantes	CAPÍTULO IV - SUBASTA PARA LA CONTRATACIÓN A LARGO PLAZO (Artículo 20)	La oferta de compra de los compradores podrá ser realizada en Bloques intradiarios, donde podrá definir la cantidad de energía a comprar en cada bloque, así como su precio



Comentario 23

De: Marco Caro

Fecha: miércoles, 29 de mayo 2019 a las 17:27

Asunto: Comentarios a las Resoluciones MINENERGÍA Subastas FNCER Largo Plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	29/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	Consejo Nacional de Operación Eléctrico		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Transición.	Artículo 5.	<p>Se menciona que la CREG "definirá un esquema de transición para aquellos proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER con sus requisitos técnicos, operativos y de mercado, de tal forma que se garantice su integración en el Sistema Interconectado Nacional y su participación en el Mercado de Energía Mayorista, mientras dicha entidad establece, entre otros, la actualización del Código de Redes, un despacho vinculante con mercados intradiarios y un mercado de servicios complementarios".</p> <p>Al respecto, sugerimos aclarar si dicha transición está relacionada con la expedición de la resolución definitiva "Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones" (Resolución CREG 123 de 2018 en consulta), en la que la Comisión plantea una serie de ajustes a los Códigos de Operación y Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995, de tal forma que dichas modificaciones apliquen a los proyectos FNCER que actualmente están en desarrollo.</p> <p>Si no es así, pareciera que MINENERGÍA sugiere que el esquema de transición se refiere a un periodo de "adaptación", que flexibilizaría los requisitos de conexión definidos por la CREG en su proyecto normativo (CREG 123 de 2018 en consulta) para las nuevas plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se conecten al STN y STR's. Si la interpretación correcta es esta, advertimos sobre los riesgos operativos que se pueden materializar si como producto de la subasta de contratación de energía para el largo plazo, un buen porcentaje de la demanda futura a partir del año 2022 es cubierta con plantas de generación intermitentes (viento y sol). Sugerimos revisar y aclarar en qué consiste el esquema de transición.</p>



2	Definiciones-Paquete de energía.	Artículo 7. Si bien no se menciona de forma explícita, las ofertas de venta de energía de los proyectos de generación nuevos (no podrían participar plantas ya instaladas) corresponden a una "energía media" declarada como paquete (para cada bloque intradiario). Dado que la cantidad de demanda a cubrir con este mecanismo a partir del año 2022 podría ser alto, consideramos que al igual que en el CARGO por Confiabilidad, se debería definir una metodología de cálculo y proceso de verificación del producto.
3	Producto a subastar.	Artículo 8. Se indica que el precio del contrato tipo pague lo contratado será el valor ofertado por el generador, adicionando el CERE. No es claro si los proyectos asignados bajo este mecanismo tendrán obligaciones de Energía en Firme en función de su ENFICC. Si no es así, ¿por qué se reconocería este valor si dichos proyectos no aportarían a la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional-SIN?. Sugerimos aclarar este aspecto.
4	Criterios para la realización de la subasta.	Artículo 15. Se define que teniendo en cuenta, entre otros aspectos, "(...) los resultados de los análisis del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión de energía eléctrica para verificar el cumplimiento de los objetivos del artículo 2.2.3.8.7.3 del Decreto 1073 de 2015 (...)", "(...) el Ministerio de Minas y Energía, en uso de sus facultades legales, evaluará la pertinencia y oportunidad de: a) ordenar la realización de la subasta de que trata la presente Resolución; b) establecer o no una demanda objetivo para esta; y c) las demás condiciones necesarias para su ejecución, según el Artículo 16 de la presente Resolución". Al respecto, recomendamos a MINENERGÍA tener en cuenta que los análisis del Plan de Expansión de la UPME evalúan las necesidades de nueva capacidad en el SIN en un horizonte de 15 años. Para ello se revisa el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995, y se analiza para cada estrategia indicativa de generación varios índices, a saber, Resiliencia hidráulica, Costo Marginal de la Demanda, Gases de Efecto Invernadero-GEI, Costo Nivelado de Generación y Complementariedad. Para determinar el cumplimiento de los objetivos del Decreto 1073 de 2015 se necesitaría conocer, con antelación a la realización del Plan de la UPME, la ubicación de los proyectos candidatos, la tecnología renovable, la serie histórica del recurso primario, el posible punto de conexión, entre otros aspectos. Actualmente los ejercicios de planificación de la UPME se basan en el Atlas de potencial de los recursos renovables, el registro de proyectos de generación y las solicitudes de conexión. En este sentido, debería definirse una etapa previa en el mecanismo propuesto, donde toda la información de los proyectos candidatos la conozca con antelación el Planeador, para de esta manera formular el Plan de Expansión. Asimismo, se deben incorporar otros criterios a la evaluación de cada estrategia de expansión de la UPME, y en general a la metodología del Plan de Generación, como es la flexibilidad requerida por el SIN bajo diferentes porcentajes de integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER (requerimientos de rampa de la demanda neta, localización dinámica de reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, y necesidades de inercia), co-optimización entre la expansión de red y la adición de nueva capacidad de generación, entre otros. La adición de estos criterios es fundamental, ya que a partir de los análisis de la UPME (asumimos que considerando el mejor escenario indicativo del Plan de Expansión), MINENERGÍA definiría la oportunidad de llevar a cabo la subasta y el volumen del producto a subastar. Sugerimos revisar.
5	Proyectos que participarán en la subasta.	Artículo 22. MINENERGÍA define en el Artículo 22: "(...) los proyectos de generación que podrán participar en la subasta serán los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable definidos en el numeral 17 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 (...)". "(...) Así mismo, los proyectos con capacidad efectiva total igual o superior a 5 MW podrán participar en la subasta siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado de conformidad con la reglamentación vigente (...)". Al respecto, sugerimos al Ministerio establecer hasta que rango de capacidad (MW) se considera a los "pequeños aprovechamientos hidroeléctricos", tecnología incluida en el numeral 17 del Artículo 5 de la Ley 1715 de 2014.
6	Preclasificación de los generadores. Requisitos técnicos.	Artículo 29. Se menciona que los proyectos deben estar inscritos como mínimo en fase 2 en el registro de la UPME. Al respecto, sugerimos a MINENERGÍA tener en cuenta que un proyecto solo puede estar inscrito en fase 3, cuando falta menos de un año para su entrada en operación. Teniendo en cuenta que el Ministerio ha planteado el 01 de enero del año 2022 para el inicio de las obligaciones de los generadores, los proyectos inscritos en fase 3 a la fecha no podrían participar en esta subasta. Sugerimos revisar. Asimismo, si bien entendemos que ya no hay preclasificación por ser un mecanismo exclusivo para plantas nuevas FNCER, no es claro como se evaluarán los criterios de complementariedad, seguridad, reducción de emisiones y diversificación de la matriz. ¿Lo anterior será parte de la "información técnica del proyecto que solicite la UPME en las bases de pliegos y condiciones específicas"? Sugerimos aclarar.



Comentario 24

De: Intersectorial- Alcogen

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 17:31

Asunto: Comentarios Intersectoriales a la Resolución en Consulta



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

ASUNTO: Comentarios intersectoriales a la Resolución en Consulta “Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018”

Respetada Señora Ministra:

El Comité Asesor de Comercialización (CAC), la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (ASOCODIS), la Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales (ASOENERGÍA), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), resaltan la labor del Ministerio en la creación de espacios de participación mediante la publicación de resoluciones en consulta que aseguren la cooperación activa y rigurosa de los agentes que resulte en una propuesta definitiva que garantice, como fin último, el bienestar social del país.

De igual forma, agradecemos profundamente haber tomado en consideración la comunicación conjunta intersectorial al mecanismo de Subasta. Observamos que la propuesta planteada por el Ministerio presenta avances importantes, principalmente en lo relacionado con la voluntariedad en la participación de compradores y vendedores, así como con el contrato financiero “Pague lo Contratado” con bloques horarios. Estamos seguros que, con la incorporación de estos cambios, se establecen incentivos sólidos que garantizarán la participación activa de la demanda y el éxito de la subasta.

En cuanto a la voluntariedad de la demanda, si bien el texto aprobado del Proyecto de Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022 establece la obligación de participar en el mecanismo de



contratación, consideramos que esta opción no debería emplearse. En este sentido, reiteramos, nuestro reconocimiento al Ministerio, al plantear, en la propuesta normativa, que se mantenga la participación voluntaria en el mecanismo de contratación de largo plazo, aspecto que consideramos relevante dado que, al promover la libertad de competencia, se logrará una adecuada formación de precios a través de la competitividad de los proyectos en las subastas de largo plazo, lo cual beneficia, especialmente, a los usuarios.

Es en este contexto, y en el marco de nuestro compromiso con el Gobierno Nacional a aportar con propuestas que permitan al país contar con un suministro de energía eléctrica en condiciones de seguridad, confiabilidad y eficiencia a través de la entrada de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables – FNCER; nos permitimos presentar observaciones a las resoluciones en consulta, con el fin de contribuir al fortalecimiento del esquema de subasta propuesto.

DEFINICIÓN DEL VOLUMEN A ASIGNAR

En el marco de dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 0570 de 2018 comedidamente sugerimos al Ministerio, definir el volumen del producto que será asignado; y en este marco, con el fin de contribuir a la robustez del Análisis de Impacto Normativo, definir la metodología con la cual se definirá la demanda objetivo, de tal forma que haya consistencia normativa sobre aspectos tales como las condiciones que dan lugar a la realización de la subasta.

SOBRE EL PRODUCTO A SUBASTAR

Consideramos que la propuesta general de un producto "Pague Lo Contratado" por bloques incentiva a los comercializadores a participar, toda vez, que contribuye a reducir la incertidumbre para la demanda desde el punto de vista de la energía adquirida para efectos de la cobertura para la atención de los usuarios.

No obstante, lo anterior, observamos que debe existir una articulación entre las condiciones de las ofertas para los compradores y los vendedores, planteadas en los literales a y b del Artículo 20 del proyecto de resolución, de tal manera que pueda lograrse un mejor ajuste entre las curvas de demanda y la oferta, en particular a que también los comercializadores puedan realizar ofertas de compra diferentes para cada bloque intradiario. En cualquier caso, es necesario aclarar si las ofertas de precio de los compradores se van a presentar a nivel de bloque intradiario o si es una sola oferta a nivel diario.

SOBRE LOS PRECIOS DE LAS OFERTAS Y EL INDEXADOR

Como ha sido mencionado previamente, el riesgo debe ser asignado a quien lo pueda gestionar de forma más adecuada, por lo cual, nos permitimos reiterar el planteamiento presentado en la comunicación intersectorial del 8 de mayo pasado, en el sentido de *"mantener la moneda del mecanismo en pesos colombianos (COP\$) y de esta forma asegurar simetría al comercializador"*



respecto al esquema actual de traslado de precios de compras de energía en la fórmula tarifaria. En su lugar, los generadores pueden gestionar coberturas cambiarias de manera más eficiente.”

Es primordial tener en cuenta que el fin último de los contratos de energía eléctrica es que la demanda tenga cobertura frente a la volatilidad del Precio de Bolsa. Al definir la actualización del contrato en función de la tasa representativa del mercado y del índice de precios al Productor de los Estados Unidos, se está exponiendo a la demanda a una volatilidad que no solo conlleva un riesgo que no puede gestionarse, sino que provoca que el fin último de la cobertura financiera provista por los contratos pierda su efectividad. Esto originaría desinterés del sector industrial en participar en la subasta, dado que ante un periodo devaluacionista el sector quedaría expuesto a una tarifa que iría contra la competitividad de los productos nacionales, que se sumaría de manera inconveniente al incremento de los insumos productivos importados, fenómeno que ya se enfrentó en el caso del precio del gas natural en 2014.

Si bien, una motivación para incluir esta propuesta por parte del Ministerio podría ser la posibilidad de un bajo interés en participar en la subasta por parte de los desarrolladores de proyectos FN CER en Colombia debido al riesgo cambiario, es importante tener en cuenta que, con las condiciones de la primera subasta, se presentaron 22 proyectos, de los cuales nueve fueron calificados para participar, y asumiendo el riesgo cambiario, los inversionistas presentaron ofertas competitivas. Adicional a ello, en este momento hay más de 4000 MW en proyectos con potencial de participar en la segunda subasta.

Por otro lado, Estatuto Tributario¹ dicta que los rendimientos de la banca internacional deben tributar un 15% de Retefuente, valor adicional al que tributan los bancos locales, por lo que los últimos pueden tener tasas mucho más competitivas; lo que no constituye un incentivo a que el precio del contrato se actualice con monedas diferentes al peso colombiano. Ahora bien, la financiación en dólares ha sido ampliamente utilizada por importantes estructuradores de proyectos de infraestructura eléctrica a nivel nacional, y este riesgo siempre ha sido asumido por el inversionista, los usuarios de energía en Colombia no han sido expuestos a este riesgo en toda la existencia del mercado.

Adicionalmente, como ya se mencionó, la definición de indexadores con base en tasa de cambio de Estados Unidos, tiene un importante precedente negativo. En el 2013 se definió el indexador para los precios del gas natural, el cual, si bien beneficiaba a la oferta, cuando la diferencia entre el precio normal del gas y el que estaba siendo modificado por el indexador era cada vez más grande, la demanda hizo todo lo posible para evitar este indexador y evitar un impacto inflacionario, al sentir

¹ Estatuto Tributario – Art. 408: Los pagos o abonos en cuenta por concepto de rendimientos financieros, realizados a personas no residentes o no domiciliadas en el país, originados en créditos obtenidos en el exterior por término igual o superior a un (1) año o por concepto de intereses o costos financieros del canon de arrendamiento originados en contratos de leasing que se celebre directamente o a través de compañías de leasing con empresas extranjeras sin domicilio en Colombia, están sujetos a retención en la fuente a la tarifa del quince por ciento (15%) sobre el valor del pago o abono en cuenta que corresponda a interés o costo financiero.



amenazada su competitividad a nivel internacional como nacional por el aumento en sus costos en más del 25%.

En el contexto anterior, no vemos adecuado el indexador propuesto en el Artículo 9 de la propuesta normativa. Consideramos que esta ponderación se aparta de la realidad del mercado eléctrico colombiano, donde el referente de los precios de energía se encuentra en pesos colombianos (COP\$), así como de lo que se traslada a los usuarios a través de las tarifas eléctricas. De esta manera, sugerimos que el precio de las ofertas corresponda a pesos colombianos (COP\$) y la actualización del indexador se ajuste al IPPCOL.

SOBRE EL TRASLADO DE PRECIO A USUARIOS REGULADOS

Si bien es un aspecto que está considerado por la CREG a través de la Resolución 020 de 2019, respetuosamente solicitamos que desde el Gobierno Nacional se den señales de lineamientos de política con el fin de realizar un traslado pleno y total de precios al Costo Unitario de Prestación del Servicio, de tal manera que dicho traslado sea directo y simple, respecto al valor real de la energía adquirida a través del mecanismo propuesto, una vez se han cumplido los criterios de competencia definidos por la CREG. De igual manera, debe existir un traslado directo, simple y total sobre las garantías que deban aportar los comercializadores.

SOBRE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA

La resolución en consulta establece que debe verificarse el cumplimiento de las condiciones de competencia, que la CREG determine en acto administrativo previo al envío de información requerida para la precalificación.

Al respecto, consideramos importante y fundamental que las condiciones de competencia que determinen los organismos que tienen a su cargo los temas de competencia garanticen de manera adecuada y preventiva la total y absoluta protección a los consumidores de energía, tanto en el proceso de formación de precios como en los diferentes mecanismos de contratación, teniendo en cuenta la actual composición y concentración de la oferta y demanda, así como las integraciones horizontales y verticales de la industria. Para ello, debe realizarse un análisis beneficio/costo en donde se demuestre de manera clara que las condiciones de competencia que se establezcan redundan en beneficio de los usuarios.

BUENAS PRÁCTICAS REGULATORIAS

En primera medida agradecemos al Ministerio la publicación del documento de Memoria Justificativa, el cual incluye el Análisis de Impacto Normativo de la resolución en consulta. No obstante, sugerimos incorporar a este un análisis costo beneficio, de tal forma que se identifiquen todos los impactos positivos y negativos que tiene esta intervención sobre los regulados o sobre otros actores incluyendo la sociedad como un todo.



De hecho, aunque en el numeral 4. IMPACTO ECONÓMICO, se concluye que *las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución constituyen responsabilidad de aquellos que acometan, quienes asumen en su integralidad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos*. Es imprescindible no perder de vista que cualquier aumento en el Costo Unitario de la energía que perciben los usuarios regulados, tiene un impacto directo sobre el Presupuesto General de la Nación vía subsidios.

Finalmente, pedimos comedidamente al ministerio la realización de talleres de socialización donde se exponga no solo el contenido de la resolución, sino también el desarrollo de simulaciones y casos prácticos de aplicación de la subasta. Teniendo en cuenta la importancia de la articulación de la propuesta normativa con la convocatoria de la subasta, y especialmente, con la normativa que expida la CREG, consideramos que los talleres deben hacerse con la debida anticipación tanto a la realización de la subasta, como a la fecha límite de comentarios, con el fin de que estos se realicen bajo el pleno entendimiento de los agentes.

Señora Ministra, reiteramos nuestro agradecimiento por la publicación de las resoluciones en consulta, y esperamos que la construcción del mecanismo definitivo de contratación de largo plazo, asegure un balance adecuado de riesgos entre la oferta y la demanda, de tal forma que se asegure el éxito de la subasta a desarrollar.

Cordialmente,

OLGA CECILIA PEREZ
Secretaria Técnica
CAC

JOSÉ CAMILA MANZUR J.
Director Ejecutivo
ASOCODIS

CAMILO SANCHEZ O
Presidente
ANDESCO

MARIA LUISA CHIAPPE DE VILLA
Presidente
ASOENERGIA



DANIEL VICENTE ROMERO M
Director Ejecutivo
Cámara de Grandes consumidores de
Energía – ANDI

ÁNGELA MONTOYA HOLGUÍN
Presidente Ejecutiva
ACOLGEN

ALEJANDRO CASTAÑEDA
CUERVO
Director Ejecutivo
ANDEG

Copia:

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
Dr. Carlos Enrique Moreno – Alto Consejero Presidencial
Dra. Clara Helena Parra - Alta Consejera Presidencial para el Sector Privado y Competitividad

Comentario 25

De: Johansen_Christian TS/ISBU

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 18:13

Asunto: Comentarios a la convocatoria de la Subasta de Largo Plazo



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29 de Mayo de 2019	
Nombre de la empresa o interesado:		Trina Solar Colombia	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Bogota	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Implementación	Cap 1. Art 3.	Teniendo como objetivo adjudicar la subasta a mas tardar el 30 de Septiembre, debemos conocer muy rapidamente los pliegos de bases, el cronograma, minuta de contrato y demas documentos relacionados con la subasta.
2	Minuta de Contrato	Cap 2. Art 7.	Publicar rapidamente la minuta del contrato, incluyendo la metodologia de liquidación del contrato, penalidades, coberturas y demas requerimientos.
3	Producto - Energia	Cap 3. Art 8	El producto establecido referente a la cantidad de energía para cada una de las horas del día (en forma plana) por cada uno de los bloques asignados, traslada todo el riesgo de la variabilidad de la generación al generador. Si este riesgo es asumido por el generador solo con su planta, el costo de la tarifa se verá afectado por los mecanismos de cobertura (sea bolsa o contratos bilaterales) que el generador debe tener para no llegar a un incumplimiento del contrato ya que no tiene contra un portafolio para mitigar ese riesgo. Pero, si el riesgo de la variabilidad de la generación lo asume el comercializador adjudicado, este por su naturaleza de comercializador ademas de tener un portafolio mucho mayor para disminuir, diversificar y/o mitigar el riesgo, tiene la experiencia en hacerlo por su naturaleza de comercializador, siendo mas eficiente en asumir la variabilidad de la generación de las FNER.
4	Producto - Precio	Cap 3. Art 8	Se ha asociado a que el precio debe ser en dolares por la bancabilidad de los proyectos. El tener un contrato en pesos no significa que un proyecto no sea banquable, sino que la tasa de financiación sea mas alta. Esta será una posición que el Ministerio debe evaluar buscando el mejor beneficio para el mercado. Por otro lado, respecto al CERE y teniendo en cuenta que se permitirá la participación de proyectos menores a 20MW. Tambien debería excluirse los demas costos relacionados al despacho central de la tarifa de la oferta (AGC, FAZNI, etc) permitiendo su competitividad.
5	Producto - Vigencia	Cap 3. Art 8	La invencionencia de un periodo de 12 años está asociada a la financiación de los proyectos. Mayor plazo mejor tarifa. No es que el inversionista ganó 1% de TIR con la misma tarifa. Es que el inversionista puede poner una tarifa mucho mas baja para obtener una TIR que iguale a sus expectativas de rentabilidad.
6	Producto - Tipo Contrato	Cap 3. Art 8	Un contrato tipo pague lo contratado se vuelve un contrato financiero, que abre la puerta a que un inversionista con un proyecto busque cubrirse con energía de otras fuentes no convencionales y con plantas ya en funcionamiento. Debe ser claro, para que los diferentes participantes comiencen a buscar la mejor forma de cubrir su energía.
7	Fecha de Entrada	Cap 3. Art 10	No es claro si la fecha de entrada de operación es hasta el inicio de la obligación. Esto abre la puerta a que algunos proyectos con fechas posteriores sean adjudicados sujetos a cubrir sus faltantes pagando las penalidades correspondiente (aun no definidas)
	Liquidación Horaria	Cap 3. Art 12	La exposición al mercado de bolsa de los proyectos de FNER por si variabilidad es alta por el tipo de producto con obligación de energía en bloques diarios liquidados de forma horario. Esta exposición para el caso de un proyecto solar con una obligación de XX MWh, su exposición en bolsa sera de un 40% sobre ese monto de energía. Es decir, sobre su obligación, el proyecto debiera comprar y vender en bolsa o en un contrato de respaldo, el 40% de su obligación. Igualmente, habrán periodos de varios días/semanas donde estará en deficit o en superavit de energía, algo que no será bien visto en terminos de riesgo por un banco.



Condiciones de Competencia	Cap 4. Art 19	Las condiciones deben ser emitidas prontamente para comentarios por parte de la CREG.
Condiciones de las ofertas	Cap 4. Art 20	Respecto a la oferta de los compradores, no es clara si la adjudicación será parcial para cada una de las horas que fuesen adjudicados. Esto entendiendo que los solares solo podrán participar por el bloque 2 (si es que no tienen un contrato de respaldo para bloques 1 y 3). Esto practicamente restringiría la adjudicación de los proyectos solares entendiendo que el mecanismo de adjudicación buscara maximizar P*Q de los bloques y no de las horas. Siendo la demanda tomadora de precio, no debería permitirsele que ponga precio. Solamente debería ir con cantidades y el cruce que sea el techo de la CREG o el total de la energía puesta por los compradores
Bloques	Cap 4. Art 21	Se entiende que la necesidad de bloques planos es para atraer a la demanda. Pero para los proyectos solares, habrá una exposición en bolsa donde las primeras y ultimas horas del día deberá comprar y en el medio día deberá vender. Esto le quita valor a las solares que se ajustan bastante a la curva de demanda horaria del país a excepción del pico de 7-9pm.
Proyectos que participan	Cap 4. Art 22	El mecanismo abre la posibilidad de la participación de PCH, pero existe un riesgo de que por su complejidad de construcción estas no puedan honrar el contrato. Por esto vuelveoms al punto si un proyecto con fecha de COD posterior al inicio de la obligación podría participar.
Tope Máximo	Cap 4. Art 23	Dado que el mecanismo de adjudicación mantiene la condición de que los contratos de energía de firman con el precio de la oferta (los compradores son tomadores de precio), conocer el precio de la CREG en el momento de la subasta no agrega valor. Caso contrario, que si se conociera antes, los compradores podrian valorar su oferta de precio y ser mas competitivos, ya que por la otra punta, la competencia de proyectos no generará que la oferta suba el precio por la naturalidad del mecanismo que el de menor precio sale adjudicado.
Proceso de adjudicación	Cap 4. Art 24	Es importante conocer de antemano el proceso de adjudicación de manera rapida. Este proceso deberá permitir que los compradores sean asignados en cantidades diferentes por cada hora para que permita la asignación de proyectos solares sin necesidad de recurrir a contratos de respaldo para los bloques 1 y 3.
Criterios de Desempate	Cap 4. Art 25	No dejarlo a la suerte
Garantías	Cap 4. Art 28	Definir desde ya las condicioens de las garantías. Un cronograma que las permita solicitar, un texto que pueda ser ajustado por los bancos. Nuestra experiencia es que se necesitan al menos 4 meses para los tramites con los bancos, y mas aún para la financiación respectiva de estos. Igualmente, las garantías deberán proteger a los vendedores pero igualmente permitir la participación de otros comercializadores fortaleciendo la demanda.
Criterios de Calificación	Cap 4. Art 29	Se debe definir si el COD de los proyector puede ser o no despues del inicio de la obligación.
Criterios de Calificación	Cap 4. Art 29	Se debe entregar los estados financieros de las contrapartes con al menos 3 meses de anterioridad para revisar su bancabilidad con los bancos.
3 Obligatoriedad de la Demanda		Una vez definido la obligación de los comercializadores de tener en su portafolio entre un 8%-10% de energía renovable, debería estudiarse la obligatoriedad de la participación de los comercializadores (al menos los grandes) para contratarse con un volúmen mínimo definido por el ministerio.

Comentario 26

De: Jaime Arévalo – Solar Pack

Date: miércoles, 29 de mayo. 2019 a las 18:31

Asunto: Comentarios proyecto de resolución Subasta largo plazo



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	Maria Juliana Tascón		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actualización precio del contrato	Artículo 9: actualización precio contrato	El contrato sigue siendo en COP. Lo único que ha cambiado es el indexador de precio del contrato. Se ha modificado para que éste tenga un componente en USD y un componente en COP. Sin embargo, esto no mitiga el riesgo de tasa de cambio, y tampoco es coherente con lo planteado en la memoria justificativa del proyecto de resolución. Teniendo en cuenta que el 60% del indexador está referido a un indexador en USD, esta actualización del precio resulta perjudicial para el generador, ya que sus ingresos se indexan en un % menor (IPP USA) que el % en el que se indexan sus costos (IPP COLOMBIA). Si lo que se quiere es hacer más eficiente el precio al usuario final, lo que se debería de fijar es una parte del precio del contrato en pesos colombianos y otra parte en dólares americanos, y no el indexador como es el caso de la presente propuesta.
2	Obligaciones generales del vendedor	Artículo 10	Sugerimos la siguiente redacción para el literal "a" del inciso 2 (a. poner en operación comercial el proyecto de generación en la fecha establecida en el contrato adjudicado o antes de dicha fecha pero después de la fecha de adjudicación,...)
3	Producto a subastar	Artículo 8	El producto planteado en la actual propuesta supone un riesgo mayor para el generador que el de la subasta anterior. Esto es debido a que el generador renovable debe cumplir con una obligación horaria cuando el recurso es intermitente, con lo cual lo obliga a cubrirse con mecanismos de respaldo que tienen un sobrecosto el cual se ve reflejada en el precio final ofertado. Adicionalmente, esta cobertura financiera le da una mayor ventaja al generador incumbente vs el no incumbente, ya que el no incumbente no tiene un portafolio propio para tener dicha cobertura.
4	Características de la subasta	Artículo 14	Teniendo en cuenta la experiencia de la pasada subasta de contratos de largo plazo, en la que no hubo cruce y oferta y demanda, la demanda no debería ir activa a la subasta, si no que debería ser pasiva siendo tomadora de precio, como ha ocurrido en todas las subastas de la región e incluso en las licitaciones realizadas en Colombia. De este modo, se dejaría a la oferta entre en competencia para conseguir el precio más competitivo.
5	Proceso de adjudicación	Artículo 24	Como las ofertas por bloques son vinculadas, se va a favorecer las ofertas que puedan cubrir las 24 horas y por tanto los tres bloques intra diarios, dejando casi sin posibilidad de adjudicación a las tecnologías que por naturaleza del recurso solo puedan ofertar en un bloque intra diario. En consecuencia, la adjudicación debería hacerse por bloques intra diarios no vinculados entre sí.
6	Precalificación de los generadores	Artículo 29 literal d	(presentar fecha de entrada en operación comercial del proyecto la cual deberá ser posterior a la fecha de adjudicación de la subasta y a más tardar en la fecha de inicio del contrato,...)
7	Precalificación de los comercializadores/compradores	Artículo 30	La precalificación de los comercializadores/compradores debería ocurrir al menos dos meses antes de la adjudicación con el fin de conocer y poder valorar mejor el riesgo de contraparte.



Comentario 27

De: Carolina Obando Anzola – Ser Colombia

Date: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 19:08

Asunto: Comentarios - Resolución características mecanismo largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	Mayo 27 de 2019		
Nombre de la empresa o interesado:	SER Colombia		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogotá		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Esquema de Transición	Artículo 5, página 4	Sugerimos que el MME establezca un plazo para que se emitan estas condiciones de transición.
2	Producto a subastar - Precio del contrato	Artículo 8, página 6	Una alternativa a la no participación en el CERE sería que las plantas que resulten adjudicadas en la subasta paguen el CERE solamente por la energía que supere la Energía Disponible Adicional (energía adicional al ENFICC que puede entregar una planta en período seco), tomando en cuenta que la energía por debajo de esta es energía que da firmeza en períodos secos y cuyo valor de la confiabilidad estaría incluido en la oferta de la subasta. Esta alternativa permite a las plantas renovables ser más competitivas en el mercado.
3	Producto a subastar - Período de vigencia	Artículo 8, página 6	Se observa que se establece un periodo entre 10 y 20 años de vigencia del contrato en la resolución, pero en la Memoria Justificativa (Sección 1.4.1, Página 4, ítem Plazo) se establece que el plazo seleccionado son 12 años, algo que consideramos muy inconveniente para la financiación de los proyectos y que puede ocasionar precios más altos para el usuario final, y por ende, que tanto demanda como oferta no se sientan atraídas a participar en la subasta. Nos sorprende que una de las motivaciones de esta decisión sean los resultados de la consulta pública realizada, pues no creemos que estos reflejen la conveniencia técnica ni económica de las políticas y proyectos para el país. Un periodo de vigencia de 15 años para el contrato sería más eficiente pues resultaría en mejores precios, y va más acorde con las experiencias internacionales plasmadas en la Memoria Justificativa.
4	Producto a subastar	Artículo 8, página 6	Sobre el tipo de contrato, consideramos razonable que el contrato sea financiero, pero este debe establecer un compromiso, contra el balance anual o trimestral, en el sentido de que al menos un 80% de la energía contratada sea realmente generada por el proyecto adjudicado en la subasta (como se hacía en el producto anterior, donde la obligación de entrega de energía se verificaba contra la generación ideal del proyecto), o aquel proyecto sustituto debidamente aprobado por la autoridad, y que el incumplimiento de dicho compromiso sea sujeto a multas y penalizaciones. Las empresas incumbentes pueden respaldarse con sus propias plantas mientras las entrantes no tienen esa posibilidad. Esta circunstancia podría no estar dando la señal de que los proyectos efectivamente entren en operación. Sería importante incluir bloques mensuales o trimestrales para que las empresas puedan ofertar cantidades diferentes en función del recurso. Por ejemplo en meses lluviosos hay menos radiación y menos vientos y al contrario en meses secos.



5	Actualización del Precio del Contrato	Artículo 9, página 6	Vemos muy positivo el tema de la actualización del precio con la componente en dólares. No obstante, la mezcla de monedas puede no resultar en una mejora de precios tan positiva como se espera. Esto debido a que muchos de los bancos internacionales, quienes tienen gran experiencia en financiación de este tipo de activos, financian estos proyectos mediante estructuras "mini-perm". Bajo esta estructura, el perfil de amortización se basa en el plazo del PPA pero el plazo de la financiación es de 5 a 7 años, por lo cual se genera un pago "balloon" alto en el último año que debe ser refinanciado. Los bancos internacionales están cómodos con este riesgo de refinanciación, pero los bancos locales, que también tendrían que participar en la estructura, no están cómodos con este tipo de estructuras, por lo cual su participación podría estar en duda o el plazo de la financiación podría no ser el óptimo.
6	Actualización del Precio del Contrato	Artículo 9, página 6	Si la idea es que el 60% del precio se mantenga en dólares, la fórmula tiene un error al calcular la indexación de la TRM. El denominador de este factor debería ser la TRM promedio del mes en el que se adjudicó la subasta (actualmente es la TRM del mes anterior al que se está haciendo el cálculo). Como está, la fórmula no se está actualizando el valor correctamente para mantener la componente en dólares, pues solo se está captando el incremento de la TRM de un mes a otro aplicado al precio de adjudicación, sin tener en cuenta el ajuste acumulado. Ejemplo: Si el $P_{tadj} = \$100/\text{kWh}$ y la $TRM_{tadj} = \$3.300/\text{USD}$. Para un mes t en el que la $TRM_t = \$3.500/\text{USD}$ y $TRM_{t-1} = \$3.450/\text{USD}$, así serían las diferencias en el precio en el tiempo t : Caso actual $P_t = P_{tadj} * a * TRM_t / TRM_{t-1} + (...)$ = $\$100/\text{kWh} * (\$3.500/\text{USD} / \$3.450/\text{USD}) * a + (...)$ = $\$101,45/\text{kWh} * a + (...)$ Sugerencia de ajuste $P_t = P_{tadj} * a * TRM_t / TRM_{tadj} + (...)$ = $\$100/\text{kWh} * (\$3.500/\text{USD} / \$3.300/\text{USD}) * a + (...)$ = $\$106,06/\text{kWh} * a + (...)$
7	Actualización del Precio del Contrato	Artículo 9, página 6	Se solicita confirmar si la indexación del precio será mensual, trimestral, semestral o anual.
	Minuta del contrato	Artículo 13, página 8	En relación con la fecha de publicación de la minuta, los pliegos y demás documentos de la subasta, sugerimos que la versión definitiva de estos documentos (Minuta - PPA, pliego de las bases, calendario de subasta y garantías) se publique el mismo día y que a partir de este momento se cuenten 4 meses para la fecha de adjudicación; esto para facilitar la obtención de garantías y los compromisos firmes de financiamiento por parte de la banca. Un tiempo corto (menos de cuatro meses) entre la publicación de documentos definitivos y la adjudicación, dificulta enormemente el trabajo con las entidades financieras y fue una de las razones por las que varias empresas no se presentaron a la primera subasta.
8	Participación de la demanda	Artículo 14, página 8	Consideramos que la participación voluntaria de la demanda constituye el mayor riesgo para que no funcione el mecanismo de subasta propuesto. La primera subasta falló en gran medida por la no participación de la demanda, lo cual, a nuestro entender, sucedió no solo por el esquema de entrega anual de la energía, como se ha dicho, sino porque la demanda hoy cuenta con opciones de compra que conoce y maneja suficientemente, y que no le trae mayores riesgos puesto que puede pasar sus costos a la tarifa e incluso obtener márgenes adicionales si compra por debajo del MC. Por lo tanto no hay incentivos reales para participar en un mecanismo de largo plazo y un contrato pague lo contratado no es un incentivo suficiente pues este tipo de contratos los realiza hoy con menor incertidumbre. Creemos que esta característica pone en alto riesgo el éxito de la adjudicación de la subasta. Sería importante saber la razón de esta propuesta, tomando en cuenta que la mayoría de mecanismos internacionales mencionados en la Memoria Justificativa son de participación obligatoria. La encuesta que se hizo no puede constituir la razón, pues obviamente la demanda se sesga hacia lo voluntariedad, sobre todo si ve que es mejor el status quo. Adicionalmente, es claro al mirar la experiencia internacional (y así se desprende de la Memoria Justificativa) que las subastas exitosas han sido de 1 punta. Consideramos que con lo aprobado en el PND (obligación para los comercializadores de vender un 8-10% de energía con origen renovable) es posible que la demanda participe de forma obligatoria en el mecanismo. Respecto a este último aspecto, se podría establecer que las compras que resulten adjudicadas en la presente subasta se contabilicen para el cumplimiento de la obligación establecida en la ley del Plan (así este artículo no se haya reglamentado). Una alternativa a la obligatoriedad es permitir que los comercializadores definan de manera voluntaria las cantidades a ofertar pero que no propongan precio de compra (demanda pasiva). Ello garantiza una competencia de los vendedores por quedar adjudicados con precios eficientes y evita la posibilidad de ofertas de compra a precios excesivamente bajos como ocurrió en la anterior subasta. El hecho de que la demanda no ponga precio en la subasta mitiga un riesgo que esta puede percibir pues, si ponen precio, pueden llegar a poner un valor que sea alto y que posteriormente sean cuestionadas por los entes de control. Sin embargo, algunos riesgos que se generarían con este esquema es que (i) la demanda ofertada sea muy baja y no cumpla con los objetivos mínimos y (ii) que la demanda se concentre en compañías de baja calidad crediticia que generen un riesgo de contraparte significativo.



9	Condiciones de competencia	Artículo 19, página 9	No está claro si las condiciones de competencia son las definidas en la anterior subasta o las va a definir nuevamente la CREG. De ser así, debería establecerse una fecha cercana para que la CREG defina estas condiciones y puedan ser conocidas con suficiente antelación por todos los posibles participantes en la subasta.
10	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20, página 9, literal b	Se solicita aclarar el significado del término "concurrente", pues nosotros entendemos que se refiere a que cada vendedor podrá establecer los casos en los que es necesario que sean adjudicadas todas sus ofertas (bloques) al mismo tiempo. Igualmente consideramos que se deben establecer las posibles combinatorias de bloques a ofertar. Creemos que solo debería haber dos posibles combinaciones de ofertas para hacer más sencillo el mecanismo: los tres bloques horarios y el bloque del día. Esto cubre las alternativas tecnológicas que podrían realmente ofertar en la subasta. En todo caso, creemos necesario que, como se plantea adelante, se incluyan bloques mensuales que permitan acomodar mejor las diferencias del recurso solar y eólico a lo largo del año.
11	Oferta de los participantes	Artículo 20, página 9	No es claro qué significa el hecho de que cada vendedor pueda establecer un número máximo y un número mínimo de paquetes de energía para cada bloque intradiario. Solicitamos se aclare cómo funcionaría esto.
12	Tope Máximo	Artículo 23, página 10	En caso de que se fije un precio tope máximo, este debe ser publicado con anterioridad (se sugiere un tiempo de 1 mes de antelación a la adjudicación), ya que publicarlo el mismo día de adjudicación no conlleva ninguna ventaja competitiva. Además el hecho de conocer el precio máximo de manera anticipada, si éste tiene un valor razonable, podría incentivar a la demanda a participar con mayores cantidades de compra en la subasta. Se debe tener en cuenta que en la subasta pasada el precio máximo no cumplió un papel relevante, pues todos los oferentes estaban por debajo del valor establecido por la CREG.
13	Garantías	Capítulo VI, página 12	Se solicita que la resolución sea más específica en la definición de las garantías a solicitar a los participantes, así como el esquema de multas y penalizaciones por incumplimiento de los compromisos de generación por el proyecto adjudicado en la subasta, o aquel proyecto sustituto debidamente aprobado por la autoridad, al menos para la segunda subasta CLPE.
14	Garantías	Artículos 32, 33 y 35, página 12	Es necesario que el formato final de las garantías sea publicado junto con los pliegos, calendario de subasta y minuta de contrato, con mínimo 4 meses de antelación a la fecha de la adjudicación, para poder negociar la financiación de los proyectos con suficiente tiempo y obtener mejores condiciones, las cuales repercutirán en el precio ofertado por los vendedores. Además solicitamos que se faciliten otras formas o métodos de garantía respecto a la primera subasta, permitiendo la póliza de seguro.
15	Capital contable	Memoria Justificativa: página 20	En la Memoria Justificativa se menciona el capital contable como requisito financiero. Aunque este requisito no aparece dentro de los criterios de precalificación de la presente resolución, hacemos hincapié en que es conveniente que este no sea un requisito (fue eliminado de la primera subasta y sugerimos siga así) ya que penaliza a las empresas extranjeras que no cuentan con años de funcionamiento en Colombia.
16	Riesgo de contraparte	No incluido	La resolución no menciona nada en relación con el riesgo de contraparte, algo que fue una de las causales de la no adjudicación de la subasta pasada y que, si se mantiene la subasta de dos puntas, seguirá siendo una barrera para temas de financiación. Con un sistema de subasta de 1 punta sería muy sencillo implementar un sistema de mitigación de este riesgo mediante el cual los generadores tomen el riesgo del toda la demanda. Un sistema de este tipo ha sido ampliamente exitoso no solo a nivel internacional, sino que es consistente con esquemas implementados en Colombia como el Cargo por Confianza. Si no se soluciona este tema, únicamente podrán acudir a la subasta aquellas compañías que estén dispuestas a asumir el riesgo de financiar los proyectos en su balance, no con estructuras de "Project Finance". La gran mayoría de desarrolladores internacionales no están en esta categoría, con lo cual el nivel de competencia se reduciría notablemente y se estaría beneficiando claramente a los incumbentes.



17	Asignación de ofertas a la contraparte - comercializadores	No incluido	<p>Es importante mencionar cómo se asignará cada oferta a cada contraparte. Entendemos que cada generador podrá suscribir varios contratos con diferentes comercializadores, pero sería importante establecer si la contratación será con contratos bilaterales o habrá una cámara central de contraparte. También consideramos importante definir con cuánta antelación se conocerán los participantes de la demanda.</p> <p>Insistimos en recomendar el uso de una cámara central de contraparte, pues esto ayudaría a mitigar el tema del riesgo de contraparte mencionado anteriormente.</p>
18	Argumentación sobre las decisiones en torno a la subasta	Memoria Justificativa	<p>No es claro si se aplicó un criterio relacionado con la mayoría de las opiniones que fueron recibidas a través de la consulta pública por internet para la toma de decisiones sobre las definiciones del mecanismo. En el caso en el que sí se haya usado la consulta pública para la toma de decisiones, consideramos que habría sido muy mal utilizada esta encuesta, pues entendimos que era un ejercicio para tantear la opinión y consideramos que, en este caso y por ser un tema totalmente técnico, las mayorías no necesariamente reflejan la conveniencia técnica ni económica para el país.</p> <p>Nos preocupa notar que algunas de las decisiones que se han tomado son inconsistentes con los argumentos técnicos que se encuentran contenidos en la Memoria Justificativa.</p>



Comentario 28

De: Johan Martínez

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 20:08

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		29/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		Asocaña	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Cali	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definición del indexador	Artículo 9. - Actualización del precio del contrato.-	El valor ofertado en pesos colombianos (Ptadj) se debe actualizar únicamente por un índice de precios local, sin considerar los efectos de la devaluación ni de la inflación de EEUU por las siguientes razones: 1) El IPP colombiano se ve afectado directamente por la devaluación, ya que incluye componentes importadas. 2) La gestión de riesgo cambiario es una función de inversionista, la cual debe ser cubierta de la misma manera como se realiza el riesgo de tasa de interés. El mercado (nacional e internacional) ofrecen mecanismos para realizar las coberturas cambiarias y por lo tanto la demanda no debe asumir ese riesgo. 3) Si bien la inversión en FNCER tiene componentes importados, la gestión de compra e inversión es puntual y predecible, el riesgo cambiario puede ser fácilmente cubierto mediante instrumentos financieros y por lo tanto no debe ser transferido en el tiempo. 4) El costo operativo es mayoritariamente en moneda local
2	Demanda objetivo	Capítulo IV Subasta para la contratación a largo plazo	No se encuentra en el proyecto de resolución la definición de la demanda objetivo. En la Ley 1955 de 2019, en el artículo 296, se hace una exigencia a los comercializadores de tener entre 8% y 10% de energía generada con FNCER dentro de su portafolio. Sugerimos primero reglamentar este artículo de la Ley para eliminar la incertidumbre en cuanto a la demanda y a la capacidad efectiva de la oferta de poder dar cumplimiento al requerimiento. En caso de no tener una definición en ese sentido, se requiere como señal clara para el mercado tener una demanda objetivo a cubrir, donde el precio resultante será la asignación de los recursos más eficientes que se presenten a la misma. Ajustar la demanda por la vía del precio, como se establece en el Artículo 23 del proyecto de resolución, genera un riesgo en la medida que habría el incentivo para algunos agentes a elevar el precio para obtener rentas extraordinarias en sus filiales.
3	Despacho centralizado	Artículo 22.- Proyectos que participarán en la subasta	Por qué la duración del contrato implica despacho centralizado para plantas iguales o mayores a 5MW y menores a 20MW, tal y como se menciona en el artículo 22?
4	Adjudicación de la oferta	Artículo 23.- Tope máximo.- Artículo 3.- Demanda objetivo a subastar.	Qué ocurre en el caso en el que el precio ofertado [COP\$/kWh] es mayor al valor definido para el tope máximo? Debido a que el Ministerio no estableció una demanda objetivo para la subasta, serán asignadas todas aquellas ofertas con un valor de venta inferior al tope definirá la UPME?
5	Respaldo contrato	Artículo 8.- Producto a subastar.-	Qué mecanismos de respaldo se pueden tener para el cumplimiento del contrato bajo la modalidad Pague Lo Contratado?
6	Ofertas parciales	Artículo 20.- Condiciones de las ofertas de los participantes.-	Qué ocurre para el caso de un proyecto cuya fecha de operación es posterior a la fecha de adjudicación de la subasta, pero tiene adquirido ya un compromiso comercial por algunos de los años que serán subastados? se pueden realizar ofertas parciales en cuanto a los años de entrega de energía?
7	Representación comercial de la planta	Artículo 29. – Precalificación de los generadores. Requisitos legales.	Para los requisitos legales de los generadores, consideramos que como alternativa válida a constituir una Empresa de Servicios Públicos, se tenga en cuenta la opción de contar con una representación comercial de la planta por algún otro agente del mercado (generador), inclusive en la minuta de contratación, que el comercializador asignado pueda tener la opción de tener y realizar esta representación comercial.
8	Pagos anticipados	Artículo 34. – Garantía de pago.	Incluir dentro de la minuta la opción para que como garantía de pago, se puedan pactar pagos anticipados.
9	Garantía de puesta en operación	Artículo 35. – Garantía de puesta en operación.	Consideramos que la Garantía de Puesta en Operación definida en el artículo 35, es redundante con la garantía definida en la Resolución CREG 106 de 2006.



Comentario 29

De: Elodie San-Galli

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 20:23

Asunto: observaciones al proyecto de Resolución Por la cual se define e implementa un mecanismo...

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		29/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		EDF Renouvelables	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Paris - Francia	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Liquidación horaria	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 12	La liquidación horaria y el compromiso de potencia única para cada hora del bloque horario mediante la fórmula Pague Lo Contratado del compromiso de generación es un riesgo muy importante para los generadores solares y eólicos. Efectivamente, la mayor exposición al mercado combinada con la variación intradiaria e intra-anual se tendrá que reflejar en los precios con lo que no ayudara a obtener precios competitivos. Se propone como alternativa una liquidación anual o mensual sobre los bloques de generación con una obligación en términos de MWh sobre el bloque horario (y no potencia por hora). Cabe decir que los tiempos de preparación de ofertas se verán alargados por la complejidad del dimensionamiento del número de paquetes de energía ligados a la oferta y la realización de proyecciones de precio del mercado en particular. Debido a la exposición horaria a precios de mercado y el plazo de 12 años del PPA, las condiciones de financiamiento mediante Project finance resultaran en tasas altas y apalancamiento bajo. Cabe recordar que en Chile, los apalancamientos observados en los últimos procesos de subasta no superaron los 60% para PPAs de 20 años en USD con contrapartes conocidas desde el inicio.
2	ADJUDICACION DE LA SUBASTA	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 24	Considerando que los proyectos solares sólo pueden ofertar en el bloque diurno (bloque N° 2), favor de definir una metodología de adjudicación que busque la minimización del precio adjudicado por bloque. Si se le da prioridad a la maximización de asignación de todos los bloques horarios y, en el caso que las ofertas de todos los proyectos eólicos sean "concurrentes", se estará dando ventaja a los proyectos eólicos sin importar que sus precios sean más altos que los proyectos solares en el bloque diurno.
3	Pendientes de clarificación	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 24-28	Se necesitaría tener más claridad sobre el mecanismo de adjudicación: cálculo del precio ponderado 24h en particular y cruce con los precios máximos de la oferta, monto de las garantías y minuta del contrato para poder hacer los comentarios adecuados respecto a esta resolución.
4	Condiciones de competencia	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 19	Las condiciones de competencia deben tener suficiente flexibilidad como para no impedir una adjudicación en la subasta y garantizar un equilibrio entre los actores de las ofertas adjudicadas. Además, dado que no habrá volumen máximo en la subasta, tendrán que actuar para que algunos actores del mercado integrados no se puedan contratar con ellos mismos a precios conocidos para un volumen ilimitado.
5	Comercializadores	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 30	Se agradecería confirmar que se publicara la lista de los comercializadores con sus estados financieros con cuanto más anticipación respecto a la entrega de la oferta, afines de poder estimar el riesgo de contraparte con la financiación.
6	Paquetes de energía	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 20	No está claro si el generador tendrá la obligación de presentar un mínimo y máximo de paquetes de energía dentro de su oferta. Favor confirmar que la oferta se debe constituir de un número fijo de paquetes de energía con un precio de oferta. En caso de proponer un mínimo y máximo de paquetes de energía, el precio tendría que poder ser distinto considerando que se trataría de evaluar diferentes tamaños de plantas para el mismo proyecto que no necesariamente significan supuestos escalables (efectos de escala del CAPEX, etc).
7	Despacho	Resolucion Subasta CLP 18052019 Artículo 22	No se hace mención si los proyectos adjudicatarios participaran del despacho ideal y no estarán impactados por temas de restricciones.



8	Participación de la demanda	Artículo 14, página 8	<p>Consideramos que la participación voluntaria de la demanda constituye el mayor riesgo para que no funcione el mecanismo de subasta propuesto. La primera subasta falló en gran medida por la no participación de la demanda, lo cual, a nuestro entender, sucedió no solo por el esquema de entrega anual de la energía, como se ha dicho, sino porque la demanda hoy cuenta con opciones de compra que conoce y maneja suficientemente, y que no le trae mayores riesgos puesto que puede pasar sus costos a la tarifa e incluso obtener márgenes adicionales si compra por debajo del MC. Por lo tanto no hay incentivos reales para participar en un mecanismo de largo plazo y un contrato pague lo contratado no es un incentivo suficiente pues este tipo de contratos los realiza hoy con menor incertidumbre. Creemos que esta característica pone en alto riesgo el éxito de la adjudicación de la subasta. Sería importante saber la razón de esta propuesta, tomando en cuenta que la mayoría de mecanismos internacionales mencionados en la Memoria Justificativa son de participación obligatoria.</p> <p>La encuesta que se hizo no puede constituir la razón, pues obviamente la demanda se sesga hacia lo voluntariedad, sobre todo si ve que es mejor el statuo quo.</p> <p>Consideramos que con lo aprobado en el PND (obligación para los comercializadores de vender un 8-10% de energía con origen renovable) es posible que la demanda participe de forma obligatoria en el mecanismo. Respecto a este último aspecto, se podría establecer que las compras que resulten adjudicadas en la presente subasta se contabilicen para el cumplimiento de la obligación establecida en la ley del Plan (así este artículo no se haya reglamentado).</p> <p>Una alternativa a la obligatoriedad es permitir que los comercializadores definan de manera voluntaria las cantidades a ofertar pero que no propongan precio de compra. Ello garantiza una competencia de los vendedores por quedar adjudicados con precios eficientes y evita la posibilidad de ofertas de compra a precios excesivamente bajos como ocurrió en la anterior subasta. El hecho de que la demanda no ponga precio en la subasta mitiga un riesgo que esta</p>
---	-----------------------------	-----------------------	---

Comentario 30

De: Diana Marcela Orrego Vega

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 21:10

Asunto: Comentarios Mecanismo contratos energía largo plazo



Bogotá D.C, 29 de mayo de 2019

Doctora
MARIA FERNANDA SUAREZ LONDOÑO
Ministra
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

ASUNTO: Comentarios Propuesta de Resolución "Mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes"

Respetada Ministra:

En primera instancia queremos agradecer el esfuerzo del Ministerio en diseñar una subasta de contratos de energía de largo plazo que responda a reglas de mercado y que sea adecuada para la demanda. Específicamente, resaltamos la propuesta de un contrato financiero "Pague lo Contratado" como un gran avance hacia la reducción de riesgos asumidos por el consumidor, al tiempo que brinda flexibilidad a través de los bloques horarios. Dicho lo anterior, con el fin de contribuir al éxito de la subasta, a continuación, ponemos a su consideración nuestras observaciones a la propuesta:

El éxito de la subasta de contratos de largo plazo depende principalmente de que las condiciones sean atractivas para la demanda. Por esta razón, no es la mejor opción asignar el riesgo cambiario a la demanda cuando es el generador quien tiene la mayor capacidad de gestionar este riesgo.

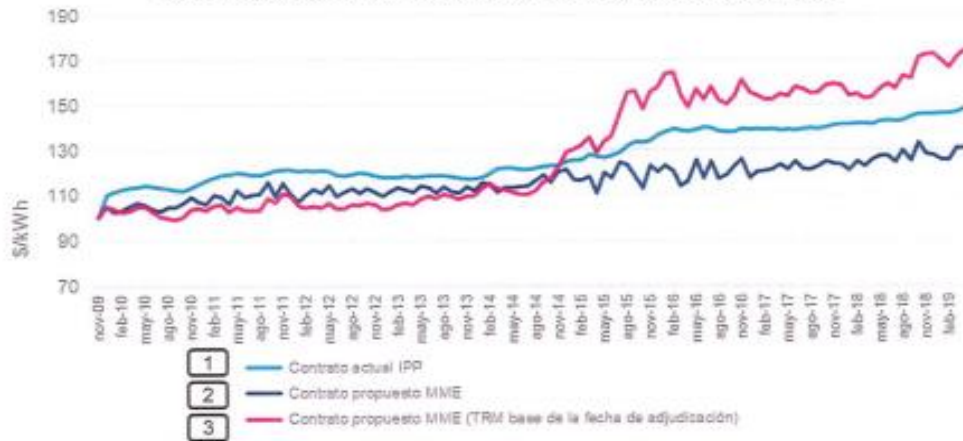
Para ilustrar mejor lo anterior, suponemos que el precio promedio del contrato publicado por XM en noviembre de 2009 se puede indexar de tres formas:

1. 100 % IPP (línea azul)
2. Con la fórmula de indexación propuesta en la Resolución (Naranja): en esta fórmula se considera sólo el delta de la TRM del último mes.
3. Con la fórmula de indexación propuesta en la Resolución (Gris) pero en lugar de considerar el delta del último mes, se toma como base la TRM promedio del mes de adjudicación.

En la figura 1 se ilustra la evolución del mismo contrato dependiendo de la fórmula de indexación utilizada.



Figura 1. Comparativo de indexación del precio promedio contrato Nov 2009



Fuente datos: XM, DANE, El Departamento del Tesoro de los Estados Unidos. Elaboración: GEB

Tomando el precio promedio de contrato de noviembre de 2009, se puede observar que:

- La fórmula de indexación propuesta por el Ministerio, donde considera sólo el delta de la TRM del último mes, no cubriría al desarrollador del proyecto ni a la demanda, Dado que el precio del contrato siempre estaría por debajo del contrato indexado con el IPP.
- Si se modifica la fórmula para que se tenga en cuenta la TRM de la fecha de adjudicación, el incremento de precio por la inclusión de dólares en la fórmula de indexación podría llegar a ser igual que el posible beneficio en competitividad de precio mencionado en la memoria justificativa del proyecto de resolución. Como se puede observar en la figura la demanda podría asumir precios muy por encima del contrato indexado con IPP.

En este sentido, la demanda podría valorar el riesgo cambiario a un costo mucho mayor que el que podría internalizar el generador en el precio de oferta. Por el contrario, si se asigna el riesgo cambiario al generador la demanda se vería beneficiada de decisiones más informadas por parte del generador que conducirán a una mayor eficiencia general, más aún teniendo en cuenta que el agente generador tiene varias formas para mitigar el riesgo cambiario a nivel del proyecto.

Con todo lo anterior y en el marco de lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994¹, lo más conveniente es que la indexación del contrato sea en pesos colombianos.

Finalmente, solicitamos atentamente que se publique la metodología que se utilizará para realizar el proceso de optimización con la antelación suficiente para el entendimiento de los agentes. Si bien puede darse por hecho, en esta metodología recomendamos colocar

¹ Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



explícitamente que el comprador no deberá pagar un precio superior al precio máximo de compra.

Esperamos que estos comentarios sean de utilidad y seguiremos atentos a contribuir en lo que sea posible para asegurar el éxito de la nueva subasta.

Cordialmente,



JAIME ORJUELA
Director de Regulación

Comentario 31

De: Enrique Cadena

Fecha: miércoles, 29 mayo de 2019 a las 21:19

Asunto: Comentarios a resoluciones publicadas

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto:	Resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	29/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29/05/2019 0:00		
Nombre de la empresa o interesado:	FDN		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	Bogota		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	PRIMERA RESOLUCION. Artículo 4. Periodo de vigencia del producto a subastar	Artículo 4	Recomendamos incrementar el plazo a 15 años. Los argumentos presentados por el MME permiten aumentar los 3 años adicionales, lo cual tendría un impacto positivo (reducción potencial del precio de la energía en mas de 20 pesos el kw-h).
2	SEGUNDA RESOLUCIÓN. Artículo 5. Transición	Artículo 5.	Es muy importante que la CREG defina el mecanismo de despacho para estas energías y como se van a manejar las desviaciones. Sin claridad en este tema, va a ser muy complicado la aprobación de los procesos de financiación. Sugerimos amablemente que se comunique al mercado con anterioridad a la subasta el mecanismo de despacho.
3	SEGUNDA RESOLUCION. Artículo 7. Definiciones....Compradores	Artículo 7. Definiciones....Compradores	Partiendo de la presentación hecha por el ministerio sobre el análisis de la primera subasta, donde se indica que una de las principales fallas fue la baja participación de la demanda, es muy importante que el MME asegure la participación de la demanda en la subasta. No es totalmente claro que con los cambios al producto se logre este objetivo. Por ser este el segundo intento, el ministerio debe adelantar las gestiones necesarias para lograr este objetivo, un nuevo fracaso sería una pesima señal al mercado.
4	SEGUNDA RESOLUCION. Artículo 21. Bloques Intradiarios	Artículo 21. Bloques Intradiarios	Por la modalidad de producto (take or pay), el volumen de la energía por activo se puede reducir afectando la capacidad de endeudamiento, lo que puede incrementar el precio de la energía a ofrecer. Temas como el incremento del plazo pueden ayudar a mitigar este impacto.



Comentario 33

De: Andrés CASTILLA

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 21:54

Asunto: RE: Se amplia plazo para recibir comentarios Proyecto de resolución MME-Convocatoria a la subasta de contratación de Energía Eléctrica de largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS	
Sector:	Energía
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"
Fecha inicio:	17/05/2019
Fecha fin:	27/05/2019
<i>Por favor diligenciar</i>	
Fecha comentario:	29 de mayo de 2019
Nombre de la empresa o interesado:	Voltaia
Datos de contacto:	Correo electrónico:
	Número celular:
Ciudad:	Bogotá

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Esquema de transición	artículo 5	Las condiciones de transición aún no están en firme por la CREG solo hay un documento en consulta. Es necesario que se defina un plazo máximo para dejar en firme estas medidas ya que de ahí salen las reglas de operación a las que estarán sometidas las plantas renovables.
2	Producto a subastar	Artículo 8	Una oferta en kWh por cada hora del día es un esquema complicado para una planta renovable no convencional dada la variabilidad misma del recurso y la capacidad instalada. Este esquema llevaría a una alta exposición a compras o ventas a precio spot o a ofertar cantidades pequeñas respecto al tamaño de la planta. Esto se traduce en tarifas menos competitivas para cubrir estos riesgos.
	Producto a subastar	Artículo 8	Una forma de hacer mas atractiva a la demanda la participación en la subasta es eliminar el cobro del CERE en estos contratos. Esto se justifica dado que estos contratos constituyen una forma de confiabilidad dado que garantizan la entrega de la energía a la demanda a largo plazo, por lo que la demanda está pagando dos veces por el mismo concepto. Consideramos que se debe abrir la discusión sobre este tema para buscar la modernización del mercado.
	Producto a subastar	Artículo 8	El plazo del contrato debe ser de por lo menos 15 años para garantizar que los precios sean mas competitivos. La resolución permite periodos hasta de 20 años por lo que nos parece que 15 es un compromiso justo entre oferta y demanda.
	Producto a subastar	Artículo 8	La mezcla entre liquidación horaria, pague lo contratado y contrato financiero deja a las plantas renovables, especialmente para agentes entrantes, en una situación de total exposición al riesgo de mercado. Esto se traduce en dificultad de conseguir financiamiento que esté dispuesto a asumir este riesgo en esas condiciones, incrementando el costo de capital sustancialmente y en consecuencia, trasladando a la tarifa ofrecida estos costos adicionales. En nuestra opinión, el contrato de EMA es un contrato pague lo contratado con una ventana de liquidación anual que permite mitigar el riesgo de variabilidad de manera razonable, ofreciendo a la demanda tarifas mas competitivas a largo plazo. Entendemos de la propuesta de producto que al ser financiero liquidado hora a hora no habría lugar a liquidaciones mensuales, trimestrales o anuales para verificar el cumplimiento del contrato, favor confirmar si esta afirmación es correcta.
	Liquidación horaria	Artículo 12	Sobre este artículo es importante comentar que si se siguen las reglas de liquidación vigentes, el generador asume el riesgo total de la variabilidad del recurso en una ventana de tiempo que no permite compensar las horas de baja producción con las horas de alta producción. Los bloques horarios, al ser por la misma cantidad por cada hora del bloque, incrementan el riesgo dado que exigen que el generador asuma estrategias de cubrimiento que encarecen la tarifa. Adicionalmente la planta debe cumplir con los requerimientos del despacho centralizado, con lo cual queda expuesto a riesgos de pago de desviaciones. Las plantas renovables no convencionales estarían participando en las mismas condiciones que una tradicional sin la posibilidad de recibir un CXC que cubra sus costos fijos. Adicionalmente agentes nuevos sin portafolio de activos no pueden lograr cubrimientos naturales como lo pueden hacer agentes incumbentes en el mercado.



Participación voluntaria	Artículo 14	Como se ha manifestado en varios foros, la participación voluntaria de la demanda no genera una ventaja competitiva al usuario final . Como se puede ver en la memoria justificativa, en ningún país del mundo en donde se haya implementado el sistema de subastas la demanda ha participado voluntariamente, y consideramos que Colombia no debe ser la excepción. La señal de política pública en este sentido está dada en el PND y se debe actuar en concordancia. Esto garantizaría el éxito de la subasta con los beneficios que se buscan en dicha ley.
Condiciones de competencia	Artículo 19	Es importante conocer si las condiciones de competencia definidas por la CREG vana ser modificadas y debe ser publicadas con la minuta del contrato y los pliegos de participación.
Condiciones de la oferta	Artículo 20	Se solicita alcaración sobre el número mínimo y máximo de paquetes y las ofertas concurrentes.
Bloques intradiarios	Artículo 21	Como se expresó en comentarios anteriores, el sistema de bloques intradiarios no es el producto que garantiza que la demanda participe y deja expuesto al generador a riesgos de mercado que incrementan la tarifa que podemos ofrecer. La razón fundamental es que no podemos usar las horas de generación pico para cubrir las horas de baja producción dada la liquidación horaria del contrato de tipo financiero. En ese sentido consideramos que un contrato de EMA con liquidaciones intermedias de tipo financiero nos permite ofrecer tarifas competitivas.
Proceso de adjudicación	Artículo 24	El mecanismo de adjudicación debe ser publicado lo antes posible para entender como se va a buscar la optimización de precios. De igual forma es improtante definir si la djudicación se hace a prorrata o cual va a ser el mecanismo de adjudicación de oferta y demanda.
Garantías	Capítulo 6	Es sumamente importante que el manual de garantías sea publicado en versión definitiva con al menos 4 meses de anterioridad a la fecha de la subasta. Esto con el propósito de dar el tiempo suficiente a las entidades financieras de hacer su análisis y valoración para la emisión de las mismas. De igual manera es muy importante que se defina un esquema de mitigación de riesgo de contraparte que es uno de los principales puntos de mejora del esquema de subasta, como una cámara de compensación.



Comentario 33

De: Juan Carlos Ibáñez Prieto - EBSA

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 22:01

Asunto: Comentarios propuesta Mecanismos de contratación 2da subasta CLP

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto:	Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	29/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29 de Mayo de 2019		
Nombre de la empresa o interesado:	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA SA ESP		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actualización precio del contrato	Artículo 9	Actualmente se propone la actualización del precio del contrato con una porción en dólares y la otra en pesos (60/40) respectivamente. La memoria justificativa de este proyecto soporta esta consideración en una simulación bajo distintos escenarios en donde se compara un escenario 100% COP frente a 100% USD donde la probabilidad de ocurrencia que se presente un escenario donde el usuario final paga más podría ser del 19.7% frente a un 7.4% de ocurrencia manejando una proporción del 60/40 frente a 100% en pesos, Frente a lo anterior podemos observar que continúa existiendo un riesgo en traslado de costos a la demanda que en general son difíciles de gestionar, en relación a la administración del riesgo cambiario este se reparte según la propuesta tanto a la oferta como la demanda; sin embargo, con el propósito de poder llegar a tener mayor gestión de este se sugiere mantener la actualización en pesos colombianos Así mismo, en el mercado de energía mayorista el referente de precios son pesos colombianos, así como la tarifa trasladada al usuario; En el sentido en la gestión que las partes puedan llegar a tener a los riesgos asociados al tipo de cambio
2	Condiciones de las ofertas de los participantes	Artículo 20, literal a	En relación a las condiciones de las ofertas de los participantes se entiende que las ofertas irán por las 24 horas, a pesar de que existen tres bloques horarios y las ofertas de compra de los compradores deberán ser para cada bloque intradiario. Es preciso aclarar en este artículo la forma de presentación de la oferta por bloques horarios.
3	Bloques intradiarios	Artículo 21	Con el propósito de gestionar las curvas de demanda, es importante conocer los soportes para la definición de los horarios en cada uno de los bloques, esto dado que existen periodos con mayor disponibilidad de recursos.
4	Convocatoria de la subasta Demanda objetivo a subastar	Artículo 16 literal b	La actual propuesta no define una demanda objetivo a subastar. Con el fin de generar condiciones de participación más competitiva y garantizar la eficiencia en la formación de los precios, dado que este es un componente fundamental dentro del éxito de la subasta. La memoria justifica también analiza este punto y parte del principio que subastar un volumen muy grande o no definir un volumen puede ocasionar una situación de baja competencia, situación por la cual eventualmente podrían no cumplirse los indicadores previstos por la CREG en relación a concentración de demanda.



Comentario 34

De: Virginie Moyrand

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 22:30

Asunto: Comentarios proyecto de resolución, Subasta a largo plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	29/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	29/05/2019		
Nombre de la empresa o interesado:	NEOEN		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
	Número celular:		
Ciudad:	BOGOTA		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	
1	Participación de la demanda	Artículo 14, página 8	<p>Consideramos que la participación voluntaria de la demanda constituye el mayor riesgo para que no funcione el mecanismo de subasta propuesto. La primera subasta falló en gran medida por la no participación de la demanda, lo cual, a nuestro entender, sucedió no solo por el esquema de entrega anual de la energía, como se ha dicho, sino porque la demanda hoy cuenta con opciones de compra que conoce y maneja suficientemente, y que no le trae mayores riesgos puesto que puede pasar sus costos a la tarifa e incluso obtener márgenes adicionales si compra por debajo del MC. Por lo tanto no hay incentivos reales para participar en un mecanismo de largo plazo y un contrato pague lo contratado no es un incentivo suficiente pues este tipo de contratos los realiza hoy con menor incertidumbre. Creemos que esta característica pone en alto riesgo el éxito de la adjudicación de la subasta. Sería importante saber la razón de esta propuesta, tomando en cuenta que la mayoría de mecanismos internacionales mencionados en la Memoria Justificativa son de participación obligatoria.</p> <p>La encuesta que se hizo no puede constituir la razón, pues obviamente la demanda se sesga hacia lo voluntariedad, sobre todo si ve que es mejor el statuo quo. Adicionalmente, es claro al mirar la experiencia internacional (y así se desprende de la Memoria Justificativa) que las subastas exitosas han sido de 1 punta.</p> <p>Consideramos que con lo aprobado en el PND (obligación para los comercializadores de vender un 8-10% de energía con origen renovable) es posible que la demanda participe de forma obligatoria en el mecanismo. Respecto a este último aspecto, se podría establecer que las compras que resulten adjudicadas en la presente subasta se contabilicen para el cumplimiento de la obligación establecida en la ley del Plan (así este artículo no se haya reglamentado).</p> <p>Una alternativa a la obligatoriedad es permitir que los comercializadores definan de manera voluntaria las cantidades a ofertar pero que no propongan precio de compra (demanda pasiva). Ello garantiza una competencia de los vendedores por quedar adjudicados con precios eficientes y evita la posibilidad de ofertas de compra a precios excesivamente bajos como ocurrió en la anterior subasta. El hecho de que la demanda no ponga precio en la subasta mitiga un riesgo que esta puede percibir pues, si ponen precio, pueden llegar a poner un valor que sea alto y que posteriormente sean cuestionadas por los entes de control. Sin embargo, algunos riesgos que se generarían con este esquema es que (i) la demanda ofertada sea muy baja y no cumpla con los objetivos mínimos y (ii) que la demanda se concentre en compañías de baja calidad crediticia que generen un riesgo de contraparte significativo.</p>



<p>2 LIQUIDACION HORARIA Y MODALIDA CONTRACTUAL</p>	<p>Artículo 12. – Liquidación horaria y Artículo 8.- Producto a subastar</p>	<p>Modalidad contractual del producto a subastar El cambio en el tipo de contrato, desde un contrato de energía media que garantizaba firmeza a la demanda en un horizonte anual, hacia un contrato de tipo pague lo contratado en bloques horarios con liquidación horaria, resulta inconveniente a la hora de evaluar los riesgos (y por ende, las facilidades a la hora de conseguir financiación) de los generadores renovables. La dificultad principal que enfrentarán los generadores está asociada con la variabilidad de la producción tanto a nivel intradiario como a nivel intraanual.</p> <p>A nivel intraanual, se presentan las siguientes consideraciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Es necesario tener en cuenta que la producción de un parque solar en Colombia es considerablemente variable entre los meses, dependiendo de los niveles de nubosidad que cambian con la ciclicidad mensual de las lluvias en el país. 2. Para utilizar un supuesto conservador, sería necesario utilizar el peor caso de generación a la hora de evaluar la energía a ofertar en el mecanismo, minimizando así las compras en bolsa para honrar el contrato. Esto implica que en los meses de alta producción solar, se tendrá un alto porcentaje de la generación expuesto a bolsa, lo que resulta en menores facilidades de consecución de financiación. Lo mismo aplica por un proyecto eólico <p>A nivel intradiario, se presentan los siguientes puntos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Analizando datos de radiación para Colombia, encontramos que, con la duración del bloque diurno planteada en el proyecto de resolución, de las 4015 horas anuales que estarían dentro del bloque diurno, una planta fotovoltaica de 100MWp producirá 50MWp durante aproximadamente 2700 horas. (ejemplo) = 67% del tiempo. El resto del tiempo tendrás que comprar parte o toda la energía restante. 2. Esto implica que, para tener un nivel bajo de compras en bolsa, se requeriría una de dos cosas: <ol style="list-style-type: none"> a. Disminuir la duración del bloque diurno, para sacar las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde. b. Hacer una oferta de energía considerablemente baja. => Estas soluciones efectivamente reducen las compras en bolsa, pero también aumentan las ventas en bolsa esperadas, disminuyendo así el monto de energía que los bancos considerarán firmes a la hora de evaluar la financiación. <p>El riesgo que implican las compras en bolsa puede ser gestionado a través de contratos de respaldo o coberturas financieras. Sin embargo, esta solamente es una solución parcial por i) el plazo máximo al que sería factible gestionar estas coberturas en el mercado (estimamos como máximo 5 años), y ii) la dificultad de encontrar contrapartes interesadas entre los agentes existentes, quienes tendrán un incentivo para evitar viabilizar la entrada al mercado de nuevos agentes. En la misma línea, los proyectos renovables que más oportunidad tienen de encontrar coberturas de este tipo con plazos suficientes y costos razonables, son aquellas que pertenecen a los</p>
<p>3 LIQUIDACION HORARIA Y MODALIDA CONTRACTUAL</p>	<p>Artículo 12. – Liquidación horaria y Artículo 8.- Producto a subastar</p>	<p>Entendemos que se modifica la modalidad contractual con el fin de hacer la subasta más atractiva para la demanda. Sin embargo, consideramos que i) la firmeza de la modalidad contractual no fue un desincentivo fuerte para que la demanda no participara en la subasta pasada, como sí lo fue el nivel de integración vertical del mercado, aspecto que no se corrige de ningún modo en el nuevo diseño del mecanismo, y ii) los cambios que van en detrimento de las facilidades de consecución de financiación para los proyectos, irán en contra de la probabilidad de adjudicación exitosa al provocar aumentos en los precios de oferta de los generadores; y iii) el diseño con bloques intradiarios también puede representar riesgos para la demanda si la oferta no participa activamente en los bloques diferentes al diurno: si la adjudicación es tal que la energía comprada en cada bloque es desigual, los comercializadores podrían enfrentar dificultades a la hora de contratar sus faltantes en el mercado bilateral, al requerir ir en contra de la práctica comercial usual de este mercado.</p>
<p>4 La cantidad de Paquetes de Energía ofertada se entenderá igual para cada hora que integra el bloque intradiario para el cual se está ofertando</p>	<p>Artículo 20.- Condiciones de las ofertas de los participantes</p>	<p>En el caso de un parque solar por ejemplo : Un parque solar no genera la misma cantidad de energía a las 7am que a las 12pm. Entonces, si hay que cubrirse o limitar la cantidad de Paquetes de Energía oferta, eso va a afectar negativamente el precio, por varios razones, incluyendo los terminos de financiación. Las opciones que quedan son las mismas del comentario anterior.</p>
<p>5 ADJUDICACION DE LA SUBASTA</p>	<p>Artículo 24.- Proceso de adjudicación de la subasta</p>	<p>Por favor, aclara el mecanismo de adjudicación, no nos parece claro. Además, Considerando que los proyectos solares sólo pueden ofertar en el bloque diurno (bloque N° 2), favor de definir una metodología de adjudicación que busque la minimización del precio adjudicado por bloque. Si se le da prioridad a la maximización de asignación de todos los bloques horarios y, en el caso que las ofertas de todos los proyectos eólicos sean "concurrentes", se estará dando ventaja a los proyectos eólicos sin importar que sus precios sean más altos que los proyectos solares en el bloque diurno.</p>



6	VOLUMEN DE LA SUBASTA	Memoria explicativa	Si la subasta es de tamaño limitado o muy pequeña, disminuirá indirectamente la cantidad de ofertas. Una subasta con una demanda no obligada y sin meta de adjudicación no atraerá a muchos sponsors pues no resulta muy tentador participar en una subasta invirtiendo dinero y tiempo si las posibilidades de adjudicación son mínimas (considerando una meta baja de adjudicación). Este compartamiento muchas veces trae apareja altos precios ofertados.
7	BLOQUES HORARIOS	Artículo 21.- Bloques intradiarios	Teniendo en cuenta todos estos puntos, se sugieren al Ministerio de Minas y Energía los siguientes puntos: 1. Evaluar la posibilidad de volver al producto de energía media anual de la subasta pasada, incluyendo modificaciones que aumenten la certidumbre de la demanda sobre la energía que comprarán. 2. En caso de que los bloques intradiarios sean inamovibles, considerar una duración diferente que procure un equilibrio entre demasiados riesgos por compras en bolsa, y demasiadas ventas en la misma. Por ejemplo, un bloque diurno de 8:00 a 16:00 elimina dos horas en las que la producción solar es muy baja, y que implican en el diseño actual i) altas compras en bolsa y ii) poca energía generada pagada al precio del contrato. Además, un balance anual, o trimestrial sería una buena manera de mitigar el riesgo
8	Tiempo de preparacion		el tiempo de preparación anunciado en la resolución nos parece demasiado corto, sobre todo teniendo en cuenta la complejidad del producto a subastar. Un tiempo de preparación más largo permite a los promotores desarrollar mejor los proyectos y alcanzar un precio más competitivo.
9	Actualización del Precio del Contrato	Artículo 9, página 6	Si la idea es que el 60% del precio se mantenga en dólares, la formula tiene un error al calcular la indexación de la TRM. El denominador de este factor debería ser la TRM promedio del mes en el que se adjudicó la subasta (actualmente es la TRM del mes anterior al que se está haciendo el cálculo). Como está, la formula no se está actualizando el valor correctamente para mantener la componente en dólares, pues solo se está captando el incremento de la TRM de un mes a otro aplicado al precio de adjudicación, sin tener en cuenta el ajuste acumulado.



Comentario 35

De: Mauricio Llanos Beltrán

Enviado el: miércoles, 29 de mayo de 2019 10:44 p. m.

Asunto: Comentarios y sugerencias de Celsia EPSA sobre propuesta de resolución mecanismo contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica



Medellín, 29 de mayo de 2019

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

Asunto: Comentarios de Celsia EPSA sobre la propuesta de resolución por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018

Respetada señora Ministra,

Agradecemos la apertura y receptividad que tiene el Ministerio respecto a los comentarios y sugerencias que hemos presentado sobre la propuesta de reglamentación de las subastas de contratos con base en renovables no convencionales, varios de los cuales hemos visto acogidos en la nueva resolución a comentarios, en especial la modificación del tipo de producto y contrato y que se le permita a los comercializadores de energía participar voluntariamente en la subasta.

Con el fin de promover la participación de una mayor cantidad de energía en la subasta por parte del sector industrial, promoveremos a nivel de Celsia y a nivel gremial un trabajo de pedagogía para incentivar la participación de esta demanda en la subasta.

Respecto a la convocatoria extendida por el Ministerio de Minas y Energía para presentar comentarios una nueva propuesta de resolución del mecanismo de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en nuestro Mercado de Energía Mayorista, presentamos a continuación nuestros comentarios con el interés de aportar a la construcción de un mecanismo de contratación que nos conduzca a un resultado eficiente y sostenible.

Con el objetivo de proporcionar un soporte para nuestros comentarios, así como de aportar de manera constructiva al Ministerio, presentamos adjunto a esta comunicación el documento "Análisis de las propuestas de reglamentación de la próxima subasta de FNCER, expedidas por el MME" desarrollado por las firmas Sumatoria y PE3 para Celsia y los comentarios específicos del Anexo 1.

1. Es necesario que Ministerio y CREG tomen medidas para evitar el ejercicio de poder dominante en la subasta y que se agudice la concentración de la oferta de energía en el mercado mayorista

La subasta que se realizará en septiembre puede tener efectos sobre la estructura de la oferta de energía y puede conducir a que se agudice la concentración de la oferta de energía en el mercado de energía colombiano.



La concentración horizontal es un tema relevante para asegurar la competitividad del mercado de energía colombiano, porque nuestro mercado es en esencia competitivo, a diferencia de otros mercados de energía en los que se han implementado subastas similares, tal como se observa en el Anexo 2 de esta comunicación. Las diferencias radican en que:

- En el mercado de energía colombiano, son los promotores de los proyectos y las empresas de generación las que asumen los riesgos constructivos, operacionales y comerciales de las plantas de generación.
- El mercado es competitivo tanto para el ingreso como en la dinámica propia de la bolsa de energía y como de los contratos.

En otros casos, como es el caso del mercado de energía mexicano, por ejemplo, la Comisión Federal de Energía (CFE)¹ licita la construcción de proyectos que previamente han sido concebidos y desarrollados hasta cierto punto por parte de dicha compañía. Incluso en el caso de la generación térmica se garantiza por parte de la CFE el suministro de gas natural a precio y plazos preestablecidos. Adicionalmente, en el caso mexicano, la CFE, como comprador único de energía, asegura la remuneración del proyecto a un plazo de 25 años, siempre y cuando la planta cumpla con los KPI's acordados con CFE.

En otros mercados, como es también el caso del mercado mexicano, no hay competencia en el despacho, sino que son los centros de despacho (por ejemplo, el CENACE –Centro Nacional de Control de Energía–) los que realizan un despacho económico considerando los costos variables de las tecnologías.

En el caso colombiano, se debe tener en cuenta que uno de sus pilares fundamentales es la gestión a nivel empresarial de los riesgos comerciales, en una matriz compuesta esencialmente por hidroelectricidad (82%), a diferencia de mercados como el mexicano o el chileno en los que la hidroelectricidad tiene una baja participación (32% y 10%, respectivamente).

Por tanto, no se puede obviar el hecho de que en el esquema colombiano hay que poner especial atención al posicionamiento de los agentes en cuanto a la capacidad instalada y a la producción de energía, no sólo en condiciones críticas (como se controla con la participación en la enffcc) o en las horas de punta (como se controla con la franja de potencia), sino en general en el mercado de contratos y en la bolsa.

Para ello se necesita combinar límites a la participación (reglas duras) y criterios de comportamiento que eviten comportamientos estratégicos, aspecto en el cual no compartimos los planteamientos hechos por la CREG acerca de que para limitar el ejercicio de posición dominante es suficiente con regulación de conducta. En nuestra opinión, en el mercado colombiano se requiere combinar los dos tipos de reglas por las siguientes razones:

- i) Si no existen límites a la participación, la concentración de la oferta se puede incrementar súbitamente a raíz de procesos de adquisiciones, fusiones o integraciones
- ii) Las reglas de comportamiento se definen de acuerdo con las condiciones de la composición de la oferta. En un ambiente en el cual operan múltiples empresas con tamaños similares, tiene sentido que las reglas de comportamiento sean menos intrusivas y otorguen mayor libertad al criterio empresarial, mientras que, a mayor tamaño de empresas, diversidad de tamaños relativos y menor número de empresas que participan en el mercado, las reglas deben limitar un poco la posibilidad de que los grandes jugadores aprovechen su posición para ejercer posición dominante

¹ Empresa que a su vez es generadora, transmisora y distribuidora. En 2015 la CFE se segmentó regionalmente, pero sigue concebida como una empresa integrada verticalmente y con operación exclusiva en algunos segmentos de la cadena de suministro.



- iii) Ante un cambio en el tamaño relativo de los generadores, será muy difícil adaptar las reglas de comportamiento al vaivén de la composición de la oferta, y se puede poner en riesgo la credibilidad de las reglas.
- iv) Se ha documentado en la literatura especializada la dificultad de probar el ejercicio de poder dominante, incluso por parte de organismos de vigilancia y control de mercados muy sofisticados como PJM, CAISO y ERCOT

EPSA como empresa integrada que atiende mercado regulado, basada en el interés de que la subasta de como resultado contratación a precios eficientes, solicita que se tomen las medidas necesarias para prevenir un problema de riesgo moral y selección adversa que puede materializarse en el desarrollo de la subasta en la medida que algunas empresas pueden participar simultáneamente como vendedores y como compradores, y por ende tienen la posibilidad de utilizar la demanda regulada que representan para viabilizar proyectos de generación, por las razones que planteamos a continuación:

- El desarrollo de subastas, al igual que cualquier industria, requiere la aplicación de políticas antimonopolio, que desalienten el comportamiento colusorio, disuasorio y depredador².
- En esta subasta los participantes integrados verticalmente pueden coordinar la presentación de ofertas de precio, tanto de venta como de compra, que resulten disuasorias para obstaculizar la asignación de contratos a oferentes³ que no ostenten esa condición de representantes de la demanda regulada, conducta esta que debe ser restringida para facilitar el ingreso de nuevos generadores al mercado.
- Otra conducta que se puede presentar es que a partir de la información asimétrica que tendrían estos participantes respecto al resto de oferentes, se discriminen precios y volúmenes de compra mediante la presentación de múltiples bloques de demanda, para viabilizar proyectos que cumplan con las condiciones específicas de cada bloque de compra.
- Dado el nivel de contratación de 36% de la demanda regulada a 2022, los agentes pueden decidir cuánta energía compran, de manera que exceda la cantidad de energía que venden en la misma subasta, razón por la cual es necesario establecer una demanda objetivo para la subasta.
- Dado que el precio techo que fije la CREG permite trasladar el resultado de la subasta de energía directamente a los clientes regulados, es importante que se controlen las condiciones asimétricas que pueden aprovechar las empresas integradas.
- Así mismo, dados los riesgos enunciados en los puntos anteriores, es necesario que se evite que tales condiciones se puedan utilizar para agudizar la concentración de la oferta de energía en el mercado, es decir, utilizando como palanca la demanda regulada que representan.
- Los criterios para limitar la participación de un agente en el mercado vigentes en la regulación, franja de potencia y participación en la enfic, están desactualizados respecto a los temas de interés en el mercado de contratos, y por ello no tienen ninguna incidencia frente al crecimiento de un agente con base en los resultados de las subastas de contratos.

Por lo anterior, es relevante y necesario que tanto Ministerio como CREG ratifiquen los criterios de competencia que fueron establecidos en la Resolución CREG 020 de 2019 para realización de la próxima subasta, de manera que se evalúe el cumplimiento de dichos criterios con base en el resultado de la subasta y no con base en la intención de participación en ella.

² Klemperer, Paul D. What Really Matters in Auction Design. *Journal of Economic Perspectives*, pg. 169–189. Ver página 186.

³ Ibid. Pg. 172.



En el Anexo 1 presentamos la relación y los riesgos que se identificamos con la implementación del esquema, por lo que insistimos en la necesidad de criterios de competencia rigurosos para garantizar que no se presente una concentración exacerbada en la asignación, que ahonde la concentración del mercado.

2. La definición del precio tope, junto con los criterios de competencia, que defina la CREG son esenciales para garantizar que los resultados de la subasta son eficientes

Como lo plantea el estudio Sumatoria-PE3, la determinación del precio tope debe evitar que cualquier vendedor extraiga rentas económicas adicionales al costo económico de cada proyecto, especialmente a causa de un eventual exceso de demanda o de comportamientos estratégicos que se originen en el desarrollo de la subasta.

Es necesario considerar que, a través de diversos análisis económicos, los participantes en la subasta pueden hacer estimaciones del precio tope que va a definir la CREG, razón por la cual es necesario que, junto con dicho parámetro, se definan condiciones de competencia que le permitan al Ministerio y a la CREG garantizar que los resultados de la subasta son eficientes.

No obstante, como hemos tenido la oportunidad de expresar en comunicaciones anteriores, consideramos que el mecanismo ideal para asegurar el objetivo de tener un mecanismo competitivo es fomentar la participación de toda la oferta de energía disponible.

3. La función objetivo de la subasta debe orientarse a la eficiencia del precio de adjudicación y debe respetar los precios máximos ofertados por los compradores y el precio tope que establezca la CREG

Bajo la condición de que en la subasta los contratos se van a adjudicar con base en los precios de oferta de los vendedores (pay as bid), es importante que la función objetivo de la subasta se defina para lograr precios de adjudicación eficientes.

Teniendo claro el compromiso ético que nos asiste a todos para contribuir en la lucha contra el cambio climático, es importante tener en cuenta que Colombia debe beneficiarse de la curva de aprendizaje de las tecnologías eólica y solar que ya han sido asumidas por otros países, con claros beneficios económicos para esas economías en términos de valor agregado por la exportación de equipos.

Entendemos que el ejercicio que se deriva de lo propuesto en el artículo 24 de la resolución publicada por el Ministerio corresponde a una optimización multiobjetivo, en este caso dos funciones objetivo. Es decir, la optimización buscaría maximizar la asignación de los bloques intradiarios y minimizar el precio promedio ponderado de la asignación para un día.

La solución del problema no permitirá alcanzar una única solución que represente un óptimo para todas las dos funciones objetivo, debido a que la optimización que cumple uno de los objetivos representa un deterioro respecto al otro objetivo, es decir, que optimizar una función implica sacrificar el desempeño de la otra.

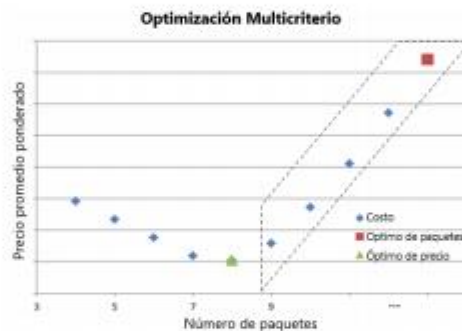
Por lo anterior, consideramos que la función objetivo que se debe privilegiar es la minimización del precio de adjudicación de los contratos, tomando como condición restrictiva la asignación de una cantidad de energía igual o superior a la demanda objetivo de la subasta.



Como se observa en un ejercicio, sencillo con dos compradores y dos vendedores, uno de ellos con oferta concurrente para los tres bloques, bajo el criterio de asignación por precio, quedarían por asignar 15 paquetes en el primer bloque y 35 en el bloque 2 y 3, y el precio promedio de asignación sería 131 COP/kWh. Si tenemos en cuenta la asignación optimizando precio y cantidad, se asignaría la demanda en su totalidad y el precio de asignación sería 144 COP/kWh.

	Paquetes de energía			Precio (\$/kWh)			
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	
Oferta 1	60	40	40	120	140	140	Separadas Concurrente
Oferta 2	50	35	50	150	150	150	
Comprador 1	35	35	35	150			
Comprador 2	40	40	40	155			

Como se aprecia en la siguiente gráfica, se encontrará un conjunto de soluciones eficientes, que puede no ser óptima con respecto a alguna de las funciones objetivo.



Dado que el objetivo de participación de los comercializadores en la subasta es la de obtener precios inferiores a los de su oferta de precio de compra, el mecanismo de optimización no debe permitir en ningún caso que se adjudiquen contratos a un precio superior a dicho precio máximo, ni superiores al precio tope que establezca la CREG, ni siquiera bajo la consideración de que se maximiza la cantidad de energía adjudicada.

En tal sentido, consideramos necesario que el Ministerio publique para entendimiento de los interesados en participar en la subasta la siguiente información:

- La metodología de optimización
- Los parámetros para la solución del problema de optimización y sus valores

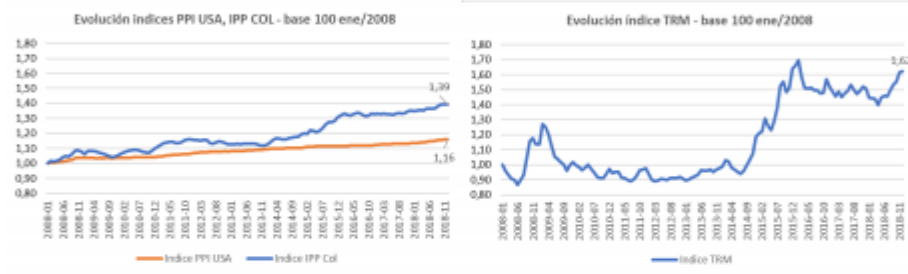
4. El precio del contrato debe ser definido en pesos colombianos y el indexador con base en el IPP colombiano para no asignar riesgos a los consumidores de energía y evitar incertidumbre sobre la evolución del precio

Estamos de acuerdo con la definición del precio del contrato en pesos colombianos porque con ello se protege a la demanda contra el riesgo cambiario que representaría la definición de la moneda de dicho contrato en otra moneda.



En cuanto al indexador del precio, la propuesta presentada en la resolución a comentarios propone definir aplicar un indexador que combina en 60% el producto de las variaciones de la tasa representativa del mercado y del PPI de USA, y en 40% la variación del IPP colombiano.

Sin embargo, con la propuesta de indexación que incorpora la evolución de la TRM y del PPI estadounidense en la actualización del valor del contrato en el tiempo, representa mayor riesgo e incertidumbre para los consumidores de energía, como se observa en la siguiente gráfica, en la que se presenta la evolución de los índices base 100 enero 2008 del índice de precios al consumidor Colombia (Índice IPP Col), del índice de precios al consumidor Estados Unidos (Índice IPP USA) y de la tasa representativa del mercado pesos colombianos / dólares estadounidenses (Índice TRM).



La variación de cada uno de estos índices en la ventana de los últimos 11 años ha sido de 39% en el caso del IPP colombiano, de 16% en el caso del IPP estadounidense y de 62% en el caso de la TRM, este último sin incluir la rápida depreciación reciente del peso respecto al dólares de las últimas ocho semanas hasta la fecha. Es decir, con la aplicación de la TRM en el indexador, se estaría incrementando el precio de los contratos de la subasta 1,58 veces más que la actualización del precio en el tiempo con el IPP colombiano, lo cual carece de justificación.

Tal reconocimiento al valor del contrato no es consecuente con la variación del precio de la energía para el resto de contratos que se transan en el mercado de energía colombiano.

El argumento de que se podrían obtener menores precios ofertados por parte de los vendedores en la subasta no es válido dado que los costos de cobertura tendrán que ser asumidos, ya sea por el vendedor o por el comprador, pero con una diferencia sustancial: el vendedor puede asumir el riesgo de no contar con cobertura, mientras que en el caso del comprador la cobertura es una necesidad, cuyo costo no se puede transferir al consumidor con la regulación vigente.

En particular, en el caso de los clientes no regulados, y en ese conjunto especialmente en el caso de los clientes industriales, la indexación del contrato con base en la TRM es un desincentivo a participar en la subasta dado que amplifica los efectos de la depreciación del peso colombiano frente al dólar estadounidense, porque además de que ante dicha condición se encarecen los insumos importados y la deuda contraída con bancos externos, también se encarecería el costo de la energía como insumo productivo.



Este efecto no es menor para un industrial que requiere una canasta de suministro de energía completamente competitiva, y claramente es un desincentivo a la participación de este segmento de la demanda en la subasta.

Considerando que los vendedores en la subasta tienen una mejor posición para gestionar las coberturas, incluso dentro de su estructura de financiamiento, el riesgo cambiario debe ser asignado a los vendedores, dado que son quienes pueden gestionarlo de manera eficiente.

Con base en las anteriores razones solicitamos que el precio se defina en pesos colombianos y que el indexador de dicho precio se defina con base en el índice de precios al consumidor de la economía colombiana.

5. Es necesario establecer una demanda objetivo para la subasta

Dejar abierta la demanda a adjudicar en la subasta, es decir, no establecer una demanda objetivo, es inconveniente por los efectos que puede originar para la competencia en la subasta, dado que como se explicó antes, un comercializador podría acudir a comprar toda la energía que no tenga contratada en su mercado regulado, con los siguientes potenciales efectos:

- Para la fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación, 1 de enero de 2022, el 36% de la demanda del mercado regulado se encuentra contratada
- El potencial de oferta disponible supera las expectativas que motivan el mecanismo
- El eventual exceso de demanda y la posibilidad de que se genere la posibilidad de comportamientos estratégicos puede derivar en comportamientos oportunistas por parte de algunos agentes que podrían buscar incrementar el precio de la oferta hasta el tope máximo que establezca la CREG

Agradecemos su atención a nuestros comentarios y que el Ministerio continúe con los espacios de discusión con todos los agentes del mercado para analizar y construir conjuntamente las condiciones para realización de la subasta.

Cordial saludo,



Mauricio Llanos B.
Vicepresidente de Asuntos Regulatorios

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

Anexos:

- Anexo 1 – Comentarios específicos
- Anexo 2 – Comparación de mercados
- Documento de análisis elaborado por Sumatoria y PE3 para Celsia "Análisis de las propuestas de reglamentación de la próxima subasta de FNCER, expedidas por el MME"

Celsia S.A. E.S.P.



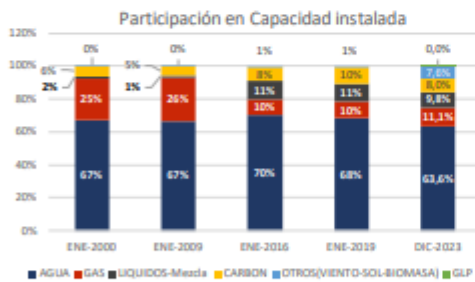
Anexo 1 – Comentarios específicos

1. Es necesario que los ajustes para la incorporación de las fuentes de energía renovables no convencionales guarden coherencia con el diseño de mercado colombiano

El diseño mercado de Colombia tiene diferencias significativas con los otros países donde se han implementado esquemas de subastas exclusivas de FENRC. Como se presenta en el Anexo 2, estos países cuentan con una alta participación térmica (en especial combustibles fósiles). Las subastas de FENRC se implementaron con el objetivo de cambiar la matriz primaria de generación, buscando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reducir su dependencia al petróleo. Colombia, por el contrario, tiene el privilegio de contar con una matriz de generación limpia, la cual para diciembre de 2022 tendrá una participación del orden de 7,6% de FENRC con base en los resultados de la subasta de OEF realizada a comienzos del año.

Las motivaciones y posteriores sobre costos que han asumido otros países con subastas similares a la propuesta para Colombia no aplican realmente en nuestro contexto y por lo tanto su introducción debe buscar evitar los efectos negativos que se dieron en estos países, tales como sobrecostos, pérdida de sostenibilidad financiera de recursos necesarios para el respaldo como el carbón, etc.

De otro lado, el mecanismo de expansión de Colombia (Cargo por Confiabilidad) ha garantizado el cubrimiento de la demanda mediante la aplicación de un mecanismo de mercado ordenado que se orienta a incorporar la cantidad de energía que se requiere. Ene se sentido, al coexistir los dos mecanismos, se podría llevar a una sobre instalación del parque generador que afectara la sostenibilidad de todo el sector en conjunto.



La matriz energética de generación ha sufrido cambios importantes, reduciendo la participación del gas natural por combustibles líquidos.

De materializarse la planta de LNG del pacífico, las plantas a líquidos volverían a gas natural.

Para 2022, empieza a tomar participación las FENRC.

Participación de los combustibles en la generación⁴

Es importante resaltar algunos aspectos sobre el diseño del Mercado en Colombia que consideramos relevantes para abordar las inquietudes que planteamos en el análisis realizado. Como se muestra en la tabla del Anexo 2, el diseño mercado de Colombia tiene diferencias significativas con los otros países donde se han implementado esquemas de subastas exclusivas de FENRC. En estos países con una alta participación térmica (en especial combustibles fósiles) las subastas de FENRC se han implementado con el objetivo de

⁴ Se consideran sólo 1.200 MW de Hidroituango para el 2022.

Publicado por EBO





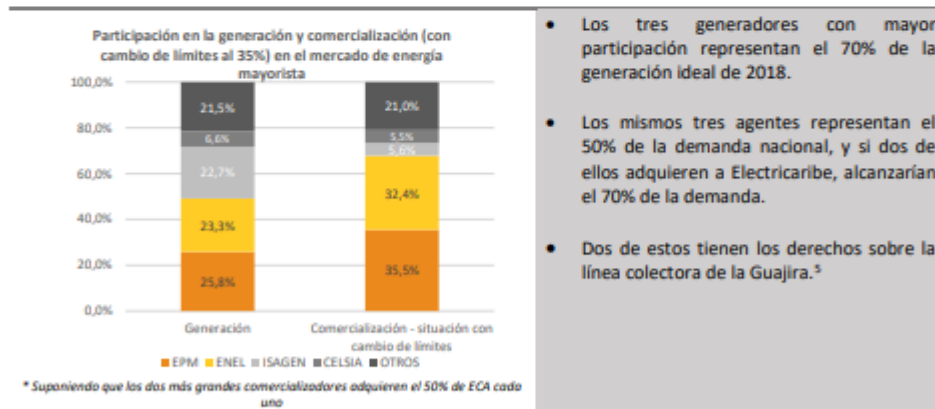
cambiar la matriz primaria de generación, buscando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reducir su dependencia al petróleo.

Colombia, por el contrario tiene el privilegio de contar con una matriz de generación limpia, la cual para diciembre de 2022 tendrá una participación del orden de 7,6% de FERNC con base en los resultados de la subasta de OEF realizada a comienzos del año. Así mismo, Colombia le apunta a incrementar las reservas de gas natural además de contar con un segundo punto de importación de LNG en el pacífico. Las motivaciones y posteriores sobre costos que han asumido otros países con subastas similares a la propuesta para Colombia no aplican realmente en nuestro contexto.

De otro lado, el mecanismo de expansión de Colombia (Cargo por Confiabilidad) ha garantizado el cubrimiento de la demanda mediante la aplicación de un mecanismo de mercado ordenado que se orienta a incorporar la cantidad de energía que se requiere. A su vez, las reglas de competencia como límites a la participación, reglas de compra de energía en agentes integrados verticalmente, entre otros fueron diseñados para la condición del mercado con el que cuenta Colombia.

2. Los resultados de la subasta pueden originar efectos contrarios a la competencia

Debido a las características que diferencian el mercado colombiano de otros mercados internacionales donde se han implementado subastas similares, la garantía de una asignación eficiente se torna fundamental en el contexto de integración vertical donde además existirá el traslado directo a la tarifa.



- Los tres generadores con mayor participación representan el 70% de la generación ideal de 2018.
- Los mismos tres agentes representan el 50% de la demanda nacional, y si dos de ellos adquieren a Electricaribe, alcanzarían el 70% de la demanda.
- Dos de estos tienen los derechos sobre la línea colectora de la Guajira.⁵

La anterior gráfica muestra la participación en las actividades de generación y comercialización, asociando los agentes con integración vertical.

Considerando que en el stock de proyectos con mayor probabilidad de presentarse a las subastas se tienen los proyectos más grandes asociados a los dos agentes con mayor participación en el mercado, en especial

⁵ Los derechos sobre la línea colectora los tienen EPM, ENEL y AES, quien recientemente adquirió los derechos de los proyectos de Jemeiwaa.



dos de ellos cuentan con la mayor participación tanto en la oferta como generadores como en la compra como Distribuidores-comercializadores, se presenta un reto en la definición de un proceso que garantice realmente la competencia.

Al estar restringida la oferta solo a este tipo de proyectos, se crea la posibilidad o incentivo (riesgo moral) de comportamiento estratégico tal que, se busque apalancar como agente comercializador con una porción importante de demanda regulada, la incorporación de proyectos de generación propios, dada la información privilegiada desde la valoración de las dos puntas de venta y compra.

Por lo anterior insistimos en la necesidad criterios de competencia rigurosos para garantizar que no se presente una concentración exacerbada en la asignación, que ahonde la concentración del mercado.

El precio techo también toma relevancia en este mecanismo y junto a las condiciones de competencia son los elementos llamados a garantizar la eficiencia. No obstante, como hemos tenido la oportunidad de expresar en comunicaciones anteriores, consideramos que el mecanismo ideal para asegurar el objetivo de tener un mecanismo competitivo es fomentar la participación de toda la oferta disponible.

3. Consideramos acertado el cambio del producto a Pague lo Contratado

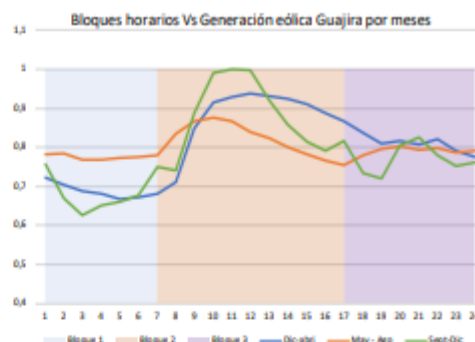
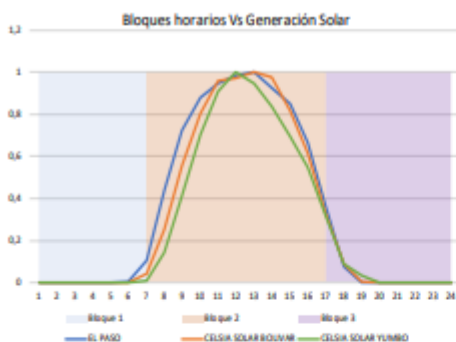
El contrato tipo pague lo contratado con bloques horarios es un avance en la definición de un producto acorde con las necesidades de la demanda y al desarrollo futuro del mercado por lo siguiente:

- Un contrato tipo pague lo contratado brinda certeza de cobertura
- Se tiene certeza del perfil de entrega de la energía
- Se eliminan los riesgos de entrega anticipada y de posterior exposición en bolsa dados por los contratos de energía media anual como los de la versión anterior
- Es un contrato que encaja perfectamente al diseño del mercado colombiano, al ser liquidado contra la bolsa, así como una vez implementados los mercados intradiarios este tipo de proyectos tendrán el incentivo a participar de manera eficiente
- Permite la implementación de tarifas horarias en la componente de generación para la demanda regulada, fundamental para la gestión eficiente de la demanda

Los precios de oferta de compra muy bajos de la primera subasta reflejaron el alto riesgo percibido por la demanda en el producto de Energía Media Anual. En ese sentido, consideramos que los bloques horarios definidos permiten a los promotores de los proyectos adaptar la generación de los recursos a los bloques definidos.

Los bloques horarios definidos permiten a los promotores de los proyectos adaptar la generación de los recursos a los bloques definidos, como se puede ver en la siguiente gráfica.

Para el caso de la generación eólica, dado que el recurso tiene un comportamiento estacional intra anual bastante marcado, especialmente para los bloques horarios 1 y 2, sería ideal contar con una división de bloques intra anuales de manera que se optimice la oferta reduciendo el riesgo por parte del vendedor. No obstante, entendemos que un número alto de productos puede reducir la liquidez para efectos de valoración de la competencia.



Adicionalmente, el literal a) del artículo 19 plantea que la oferta de los compradores será bajo un único precio máximo de compra y una cantidad máxima de compra para las 24 horas del día. Al respecto consideramos que no permitir que el comprador tenga la posibilidad de presentar una oferta para cada uno de los tres bloques de manera independiente implica que debe valorar el precio de igual manera para periodos de demanda mínima como el Bloque 1, como para los periodos de mayor precio como el Bloque 3, lo que puede llevar a que su valoración no permita adjudicaciones dado que el generador valorará mayor riesgo en los bloques 2 y 3 donde el precio de bolsa es superior para cubrir faltantes de su contrato. En ese sentido, consideramos que es adecuado que los compradores puedan presentar independiente su oferta para cada bloque, así se implementen reglas para evitar asignaciones parciales a las plantas, tales como establecer un máximo porcentaje entre bloques, etc.

4. Es necesario complementar las condiciones mínimas para la adjudicación

El mecanismo debe establecer la manera de que, en la presentación y adjudicación de ofertas, exista la opción para el generador de definir bajo qué características de energía mínima acepta ser adjudicado, pues podría darse el caso donde un generador oferte en los tres bloques horarios y sólo sea adjudicado en uno y con ello su proyecto no tenga cierre financiero.

5. Al incorporar la evolución de la TRM en el indexador de precio del contrato se originan riesgos para los consumidores de energía

Para la demanda los precios y la indexación debe ser en pesos colombianos, esto debido a que, aunque se presume que los precios ofertados por los generadores pudieran llegar a ser bajos asociado a un menor costo de deuda, finalmente existirá un costo de cobertura que tendrá que asumir la demanda bien sea a través de una cobertura financiera⁶ explícita o un costo implícito que es asumir la volatilidad de tipo cambiario.

⁶ Aunque hoy no sería viable para los comercializadores dado que el costo de una cobertura cambiaría no sería reconocido en la tarifa.

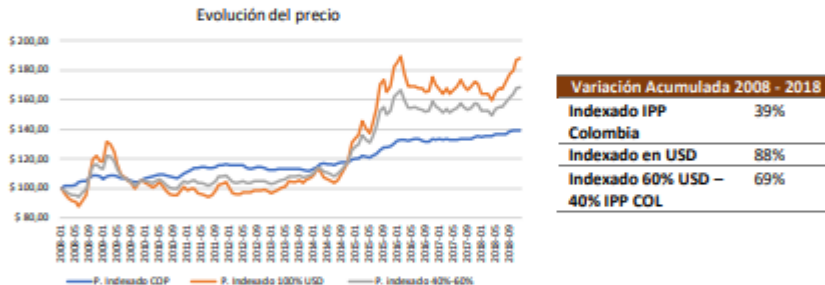


Considerando que los generadores tienen una mejor posición para gestionarlo, el riesgo cambiario debe recaer en este caso sobre el generador, quien puede realizar el cubrimiento de forma más eficiente.

Indicador	Acumulada 2008-2018	Variación mensual %		
		Media	Desvest.	Máxima
TRM	62%	0,43%	3,46%	12,0%
IPP USA	16%	0,11%	0,16%	1,0%
IPP Colombia	39%	0,26%	0,73%	2,2%

Como se muestra en la tabla anterior, la variación acumulada de la TRM entre 2008 y 2018 fue de 62% versus el IPP colombiano cuya variación acumulada fue de 39%. Igualmente, se puede identificar como que el traslado directo de la TRM a la tarifa del usuario puede llevar a variaciones representativas en la tarifa del usuario, con variaciones mensuales que alcancen el 12%.

Partiendo del ajuste a la ecuación, en la siguiente gráfica representamos como hubiese sido la indexación de un contrato de \$100 entre enero de 2008 y diciembre de 2018 con tres opciones (i) indexado en IPP colombiano, (ii) indexado en dólares y (iii) indexado con el 60% USD y 40% IPP COL.



La gráfica indica (línea gris) como hubiese sido la variación del precio de un contrato con la indexación 60% en USD y 40% en IPP colombiano. Se resalta como entre agosto de 2014 y agosto de 2015 el precio del contrato hubiese tenido un incremento del 40%, que habría afectado directamente la tarifa de los usuarios regulados.

En el periodo de diez años evaluado, la diferencia de la variación acumulada entre la propuesta del ministerio y la aplicación del IPP colombiano equivale a un 30% más caro que hubiese sido el mismo contrato si se indexa según la propuesta versus la indexación con IPP de Colombia.

La valoración de riesgo que expone el Ministerio en la Memoria Justificativa del proyecto de Resolución en cuestión argumenta que el efecto ante variaciones de hasta 30% en el precio del contrato no es significativo, considerando que ante dicho incremento, en el CU se reflejaría un 0,84%⁷. Sin embargo, no se puede desconocer que este tipo de descalce entre las compras de energía en los otros mecanismos vigentes

⁷ Este resultado equivale al supuesto que el incremento del 30% en el contrato afecta al 8% de las compras de energía, y a que la componente de generación pesa un 35% del CU.



generarían descuento y reclamos por parte de los usuarios al tener contratos que puedan superar en más del 50% los precios del mercado. En el numeral 2 del Anexo 1 ampliamos el análisis del riesgo cambiario.

6. La fórmula del indexador del precio del contrato presenta un error

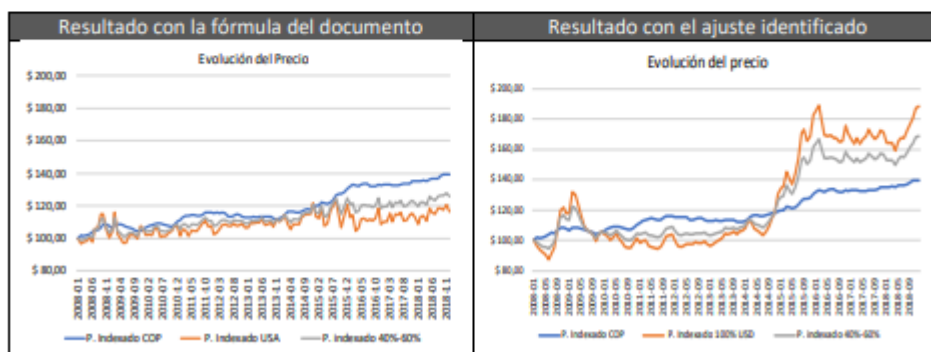
Observamos que la ecuación de indexación propuesta por el Ministerio en el artículo 9, parece tener una inconsistencia, pues como está planteada no refleja la intención de trasladar un 60% de la variación del dólar. El factor que actualiza el precio del contrato según la variación observada en la Tasa Representativa del Mercado (en adelante TRM), toma los valores de la TRM del mes inmediatamente anterior al cual desea actualizarse y la TRM de mes objetivo de actualización, lo anterior resulta inconsistente en la medida que el precio de adjudicación hace parte de la ecuación y debe ser multiplicado por la TRM de su misma temporalidad , es decir que no parece tener lógica desde el punto de vista financiero que el precio de adjudicación sea valorado a una TRM otro periodo distinto al de adjudicación y posteriormente dividida por la TRM del mes al cual se desea indexar el precio del contrato. Con base en lo anterior, consideramos que la ecuación que correctamente indexaría parcialmente el contrato a dólares y parcialmente a pesos, estaría descrita como:

- **Fórmula propuesta por el Ministerio Artículo 9**

$$P_t = \left[P_{tadj} * 0,6 * \frac{IPP\ USA_t}{IPP\ USA_{tadj}} * \frac{TRM\ prom_t}{TRM\ prom_{t-1}} \right] + \left[P_{tadj} * 0,4 * \frac{IPP\ COL_t}{IPP\ COL_{tadj}} \right]$$

- **Fórmula con cambio según debería ser aplicado**

$$P_t = \left[P_{tadj} * 0,6 * \frac{IPP\ USA_t}{IPP\ USA_{tadj}} * \frac{TRM_{promt}}{TRM_{tadj}} \right] + \left[P_{tadj} * 0,4 * \frac{IPP\ COL_t}{IPP\ COL_{tadj}} \right]$$

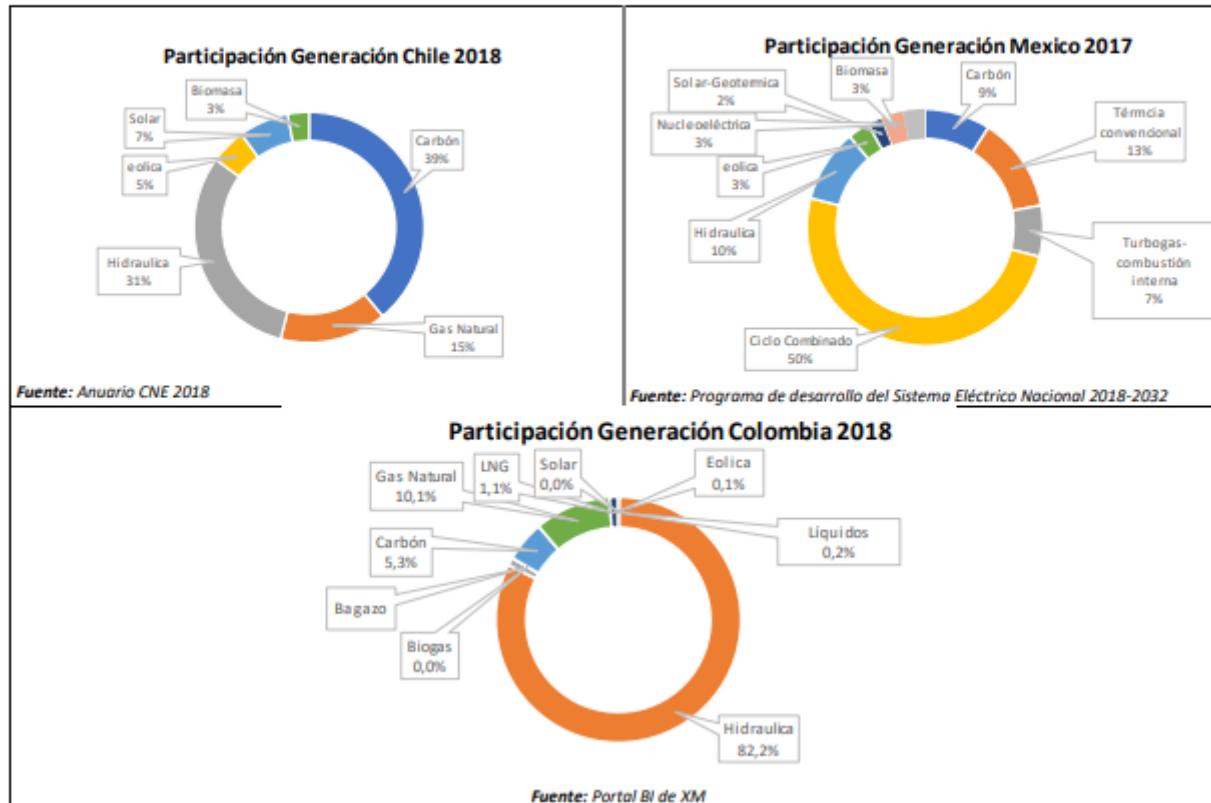




Anexo 2 – Comparación de mercados de energía

País	Tipo de despacho	Participación de los generadores en el mercado	Mercado de Capacidad	Comprador único Subasta	Estructura de propiedad	Aplicabilidad de criterios de concentración
Chile	<ul style="list-style-type: none"> Despacho centralizado basado en costos variables 	<ul style="list-style-type: none"> Generadores-Distribuidores por licitaciones de energía Generadores-Grandes clientes conectados a alta y baja tensión libremente por contratos 	Pago por energía y por potencia	Si	<ul style="list-style-type: none"> Privatización desde 1982 Proyectos viabilizados a partir de las subastas de energía 	<ul style="list-style-type: none"> Mercado separado verticalmente Sin límites de concentración en comercialización Tiene límites para que los agentes transmisores participen en otras actividades
México	<ul style="list-style-type: none"> Despacho centralizado basado en costos variables 	<ul style="list-style-type: none"> Subastas a largo y mediano plazo Contratos bilaterales Mercado estandarizado 	Pagos por capacidad (subastas)	Si	<ul style="list-style-type: none"> En su mayoría estatal PPA's a 25 años para el desarrollo de proyectos de generación 	<p>No aplican:</p> <ul style="list-style-type: none"> Participación mayoritaria del Estado Bajo nivel de competencia entre empresas por despacho centralizado
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Competitivo con base en ofertas de precio y declaración de disponibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Ofertas para asignación de OEF a plazos de 10 y 20 años Ofertas de precio para participar en convocatorias de contratación con comercializadores de mercado regulado Ofertas de precio diarias en la bolsa de energía 	Asignación de obligaciones de energía firme vinculado a garantía de confiabilidad	No	<ul style="list-style-type: none"> Pública y privada 	<ul style="list-style-type: none"> Necesarios dada la naturaleza competitiva del mercado

Publicado por E.E.E.E.





Comentario 36 (Extemporáneo)

De: OGE Hemberth Suárez Lozano

Fecha: jueves, 30 de mayo de 2019 a las 0:02

Asunto: Comentarios al mecanismo del contrato de largo plazo.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES			
Sector:		Energía	
Proyecto: Resolución		"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"	
Fecha inicio:		17/05/2019	
Fecha fin:		27/05/2019	
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:		29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:		Hemberth Suárez Lozano - OGE Legal Services	
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
		Número celular:	
Ciudad:		Bogotá	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Modalidad del contrato	Artículo 8	Se sugiere permitir las dos modalidades de contratos, la del contrato pague lo generado y la del contrato pague lo contratado.
2	Proyectos solo de FNCER	Artículo 22	En caso que en la versión definitiva solo participen las FNCER, se sugiere la asignación de responsabilidades dependiendo de la tecnología y el tipo de FNCER.
3			

Comentario 37

De: GECELCA

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 17:22

Asunto: Correo electrónico saliente No. radicación: 967-19 , Comentarios Proyecto de Resolución mecanismo que promueve contratación a largo plazo



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	Resolución "Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"
Fecha inicio:	17/05/2019
Fecha fin:	27/05/2019

Por favor diligenciar

Fecha comentario:	29/05/2019 0:00	
Nombre de la empresa o interesado:	GECELCA S.A. E.S.P.	
Datos de contacto:	Correo electrónico:	
	Número celular:	
Ciudad:	Barranquilla	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Precio del contrato	Artículo 8, literal b	De acuerdo con el proyecto de resolución, el precio de los contratos que resulten del mecanismo de contratación de largo plazo dependería de dos componentes: (1) Valor adjudicado que se actualizará de acuerdo con el artículo 9, literal a, y (2) CERE actualizado de acuerdo con la normatividad vigente. Por otro lado, se tiene que los comercializadores que participan en la subasta como compradores pueden atender dos tipos de mercados: i) Mercado regulado y ii) Mercado no regulado, y que en el mercado actualmente se transan contratos bilaterales a un precio fijo que incluye CERE y cuya indexación depende únicamente del IPP. Por lo tanto, la diferencia entre los precios de los contratos de venta suscritos directamente y los contratos de compra resultantes de la subasta, representa un riesgo de mercado para los comercializadores que atienden demanda no regulada quienes tendrían que asumir las variaciones que presente el CERE, lo cual hace de éste un mecanismo poco atractivo para este tipo de agentes. Este riesgo no lo tendrían aquellos agentes comercializadores-distribuidores que sí podrían trasladar el precio del contrato de compra resultante de la subasta a sus usuarios. Con base en lo anterior, sugerimos que el precio ofertado incluya el CERE.
2	Actualización precio del contrato	Artículo 9, literal a	Teniendo en cuenta lo expresado en el comentario No. 1, consideramos que para la actualización del precio se debe utilizar únicamente el IPP. No obstante, en caso que se mantenga la actualización indicada en el proyecto de Resolución, proponemos lo siguiente: 1. Ajustar el ID de la serie indicada en el proyecto para la obtención del PPI debido a que la WPSOP3200 fue descontinuada por el <i>Bureau of Labor Statistics, BLS</i> , de Estados Unidos de América. Se sugiere utilizar la serie WPSFD41312, la cual es utilizada por la CREG para actualizar los precios del cargo por confiabilidad y cargos de transporte de gas. 2. Reemplazar la variable $TRM_{prom,t-1}$ por $TRM_{prom,tadj}$, la cual está indicada en el denominador de la primera componente de la fórmula para determinar el precio Pt.
3	Condiciones de las ofertas de los participantes -Compradores	Artículo 20, literal a	Según lo dispuesto en el artículo en mención, solicitamos aclarar si los compradores pueden entregar más de una oferta.
4	Condiciones de las ofertas de los participantes -Vendedores	Artículo 20, literal b	Amablemente solicitamos aclarar a qué se refieren con ofertas concurrentes en el párrafo 3 del artículo mencionado, donde se lee: "El vendedor podrá entregar una (1) o más ofertas, indicando cuáles de ellas deben considerarse de manera concurrente en el proceso de adjudicación".
5	Garantía de seriedad de la oferta	Artículo 32	Aunque el detalle de la garantía de seriedad de la oferta no está incluida en el Proyecto de Resolución, es relevante que se revise el valor de cobertura exigido para la misma, debido a que en los <i>Pliegos de términos y condiciones específicas</i> establecidos por la UPME para la primera subasta de contratación de energía a largo plazo el monto de esta garantía fue muy elevado (50% de la EMA declarada en el Formulario 1 *135 \$/kWh). De mantenerse este mismo valor de cobertura para la próxima subasta, se podría limitar la participación en la misma debido a las restricciones en los cupos de créditos de las empresas del mercado que deben constituir múltiples garantías (bolsa, cargo por confiabilidad, entre otras).
6	Publicación de reglamentos que elaborará la UPME	Anexo, numeral 1	Consideramos que la UPME debe entregar los reglamentos de la subasta con una anticipación mayor a 30 días antes de la realización de la misma, con el fin de dar a los participantes el tiempo suficiente para entenderlos y prepararse para el proceso.
7	Varios	NA	Es pertinente que se de un plazo prudente para que los participantes hagan comentarios a la metodología de asignación de la subasta y al borrador de la minuta del contrato que será publicada por el Ministerio, con el fin de aclarar las dudas correspondientes.



Comentario 38

De: Santiago Toro Ramírez

Fecha: miércoles, 29 de mayo de 2019 a las 23:27

Asunto: Comentarios: Subasta de Largo Plazo

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto: Resolución	"Por la 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 en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018"		
Fecha inicio:	17/05/2019		
Fecha fin:	27/05/2019		
<i>Por favor diligenciar</i>			
Fecha comentario:	05/24/19		
Nombre de la empresa o interesado:	International Finance Corporation		
Datos de contacto:	Correo electrónico:	stororamirez@ifc.org	
	Número celular:	3207885956	
Ciudad:	Bogota		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Producto	Memoria Justificativa - Proyecto de Resolución página 3	Este mecanismo de Contratación en bloque por la modalidad pague lo contratado, aunque óptimo para la demanda, incorpora un nivel de incertidumbre para la oferta que puede hacer inviable la financiación del proyecto. En especial para proyectos eólicos donde es muy difícil proyectar dado su nivel de intermitencia los volúmenes a producir, esta condición haría que oferten niveles de energía muy bajos - p99 que no aseguraría flujos suficientes para un financiamiento con niveles de apalancamiento apropiados. No existen además coberturas de 12 años que permitieran de otra forma mitigar este riesgo.
2	Plazo	Memoria Justificativa - Proyecto de Resolución página 3	Revisando la experiencia de otros países, expuesta en la memoria de justificación, se puede ver como todas las subastas fueron concebidas con plazos mayores o iguales a 15 años. Con base en nuestra experiencia financiando proyectos solares y eolicos en países emergentes, una financiación a 12 años no permite una estructura de capital óptimo para los desarrolladores del proyecto. En ningún caso evaluado por nosotros hasta el momento, la estructura de capital ha sido de 80/20 o 70/30 con plazos de 12 años. Con dicho plazo el desarrollador debe poner más equity para que los niveles de cobertura del servicio de la deuda sean suficientes para una estructura de repago de 12 años.
3	Moneda 4	Memoria Justificativa - Proyecto de Resolución página 4	Se necesita claridad en cuanto al porcentaje que se asignará en cada moneda y como será su pago e indexación. A pesar de que celebramos el intentar generar un acercamiento a la solicitud de tener contratos 100% en dólares , consideramos que para proyectos de escala pequeña puede ser más inconveniente tener que conseguir financiamientos multimonedas. Sugerimos considerar ajustar los precios a dólares 100%



3	Moneda 4	Memoria Justificativa - Proyecto de Resolución página 4	Se necesita claridad en cuanto al porcentaje que se asignará en cada moneda y como será su pago e indexación. A pesar de que celebramos el intentar generar un acercamiento a la solicitud de tener contratos 100% en dólares, consideramos que para proyectos de escala pequeña puede ser más inconveniente tener que conseguir financiamientos multimonedas. Sugerimos considerar ajustar los precios a dólares 100%
4	Concentración	Observación general	La subasta anterior presento un alto nivel de concentración en pocos jugadores lo cual impidio que pudiera haber una adjudicacion. ¿Qué estrategia se va a implementar esta vez para evitar dicha situación?
5	Subasta de dos puntas	Observación general	La estructura contemplada para la subasta en la que la demanda pone un precio, y sin que existan incentivos para que la demanda busque obtener un contrato de largo plazo genera un alto riesgo para que los precios de la oferta y de la demanda no se crucen. Dados los costos de presentar una oferta por parte de los generadores esta situación puede disminuir el interes en presentarse a la subasta. No conocemos experiencias internacionales en las que la demanda fije el precio de compra de energía, en general la demanda es tomador del precio que resulta de un proceso competitivo de ofertas de generadores
6	Incertidumbre riesgo de contraparte	Observacion general	Con base en el mecanismo de subasta establecido, es imposible que un generador conozca la calidad crediticia de la contraparte y en consecuencia esta en incapacidad de conseguir ofertas de financiaci3n en firme de entidades financieras que le permitan preparar una oferta de precio ajustada a la realidad
7	Obligacion de la demanda de compra de ERNC	Observacion general	Seria muy util para incentivar a la demanda a participar de manera activa en la subasta que la reglamentacion de esta obligacion contemplada en el PND se reglamente con suficiente anticipacion a la fecha prevista de la demanda

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

En constancia firma,


Julián Eduardo Páez Gil

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Julián Eduardo Páez Gil