

ENERGÍA ELÉCTRICA



ENERGÍA ELÉCTRICA

www.oilgasenergy.co

Prólogo

El Cargo por Confiabilidad, la electrificación de la economía, los recursos energéticos distribuidos, los vehículos eléctricos, las electrolinerías, las fuentes no convencionales de energía renovable y la participación de nuevos agentes en el sector eléctrico implican cambios en la regulación del Mercado de Energía Mayorista, por ello, en este documento *-y sin pretender cumplir con el rigor de un formato predefinido-* los apasionados de los energéticos encontrarán opiniones que pueden ser insumo para su actividad académica o profesional.

Hemberth Suárez Lozano
hemberth@oilgasenergy.co

A mis Obelis, a Gloria, Isabella y a Natalia.

Contenido

2	A RAJATABLA, LOS INDUSTRIALES APORTAN AL SECTOR ELÉCTRICO	3
3	LLEGARON LAS BATERÍAS PARA LAS FNCER.....	4
4	GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOGENERACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS ..	5
5	DISRUPCIÓN ENERGÉTICA Y NUEVOS NEGOCIOS.....	7
6	ENERGÍA, 15 TIPS PARA LA SUBASTA DEL CONTRATO.....	10
7	ENERGÍA Y GAS, LO QUE PASÓ Y LO QUE VIENE	11
8	LO QUE VIENE PARA LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA	13
9	PPA PARA PROYECTOS SOLARES Y EÓLICOS.	15
10	BIENVENIDAS LAS SUBASTAS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	18
11	2019, UN HITO ENERGÉTICO	20
12	ENERGÍA: DOS SUBASTAS, CREG Y UPME.	22
13	LOS DETALLES DE LAS SUBASTAS DE ENERGÍA.....	24
14	MERCADO ANÓNIMO Y ESTANDARIZADO DE ENERGÍA EN COLOMBIA.	25
15	PARÍS, KIOTO Y COLOMBIA.	27
16	LA SUBASTA DE LAS RENOVABLES	29
17	UN ANILLO PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA	30
18	UN PLAN Y LAS SUBASTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	31
19	ENERGÍA, VOLVIÓ LA SUBASTA.....	33
20	ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PND 18-22.....	34
21	DESPACHO CENTRALIZADO DE LAS RENOVABLES	35
22	ENERGÍA, INTEGRACIÓN Y COMPORTAMIENTOS.	36



1 A rajatabla, los industriales aportan al sector eléctrico

La última situación de escasez de energía en Colombia se presentó con el fenómeno de El Niño entre los años 2015-2016, periodo durante el cual se logró evitar un fuerte racionamiento gracias a la respuesta de los agentes generadores junto con la de los usuarios, quienes a través del ahorro aportaron a la confiabilidad del Mercado de Energía Mayorista. Esa Respuesta de la Demanda denominada “Apagar paga”, dejó ver que existen instrumentos regulatorios eficaces con importantes oportunidades de mejora.

La Respuesta de la Demanda, entendida como la capacidad de disminuir el consumo de energía eléctrica, juega un papel importante en el mercado de la energía eléctrica en Colombia y a nivel mundial; un buen ejemplo es la Demanda Desconectable Voluntaria ó DDV, instrumento que integra uno de los cuatro anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad creado desde el 2006, y que le da la oportunidad al generador de energía de respaldarse por períodos cortos de un mes, durante el cual el generador no operará físicamente -entre otras, por mantenimientos, atrasos o fallas- pero sí cumplirá ante el mercado de energía con sus Obligaciones de Energía en Firme ó OEF. En tal sentido, la DDV le permite al generador acudir a través de los comercializadores a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con la condición que debe ser verificable, lo que significa que los usuarios logren reducir efectivamente su consumo de energía, de manera que esa reducción se descontará de la obligación que tiene el generador de entregar una cantidad de kWh - día. En ese sentido, los usuarios que optan por la desconexión lo hacen principalmente porque pueden modificar su proceso productivo o porque cuentan con equipos de generación de respaldo.

Con el propósito de verificar la efectividad del funcionamiento de la DDV, actualmente se está reglamentando un procedimiento para la práctica de pruebas de disponibilidad a la Demanda Desconectable Voluntaria, prueba que permitirá a los usuarios monetizar sus ahorros de energía, y a su vez, ayudará a la formación de los precios de las reservas operativas de los usuarios que se desconecten voluntariamente. La prueba consistirá esencialmente en que la demanda de los usuarios se someterá a una desconexión de 4 horas consecutivas y será exitosa si efectivamente permanece desconectada durante ese tiempo. Otro aspecto que reglamentará la CREG tiene que ver con la duración del contrato de respaldo de la DDV, el cual será de 30 días, así como la obligatoriedad de incluir en el contrato una cláusula de ajuste regulatorio para reglamentar los efectos de las pruebas y la contraprestación a la demanda por la reducción de consumos. Con el fortalecimiento de la DDV los usuarios aportan significativamente a la confiabilidad del Mercado de Energía Mayorista; a rajatabla, esta figura cambia la vocación de consumo que por tradición identificaba a los usuarios, aliviando los compromisos de generación de energía eléctrica vía reducción de consumos, así como la entrada de proyectos de autogeneración o generación distribuida.

OGE Legal Services

2 Llegaron las baterías para las FNCER

Avanza la regulación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable o FNCER, especialmente para los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB), lo que permitirá tener mayor confiabilidad en la energía solar y eólica, principalmente. Una de las oportunidades de mejora de las FNCER tiene que ver con su disponibilidad, la cual depende de factores críticos tales como el clima (en tanto se vuelve impredecible en la noche o en días lluviosos). Para minimizar este impacto negativo, llega el desarrollo de las baterías, a través de las cuales se capturará energía durante un periodo, para devolverla cuando la requieran agentes, empresas o usuarios finales -por ejemplo, en la noche o cuando no existan vientos lo suficientemente fuertes para la generación de energía eléctrica-. A continuación, se presentarán los puntos relevantes que propone la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su proyecto de Resolución CREG 127 de 2018:

Primero: lo que se busca con la entrada de las baterías es mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional; Segundo: la energía de plantas solares fotovoltaicas, eólicas y plantas filo de agua denominas “planta o unidad de generación variable” no es constante y la regulación de su capacidad de regulación se propone que sea de un día (Resolución CREG 123 de 2018). Tercero: la persona jurídica que quiera encargarse de la instalación y mantenimiento del SAEB debe estar constituido como Empresa de Servicios Públicos, E.S.P. Cuarto: la persona jurídica que quiera encargarse de la instalación y mantenimiento del SAEB estará sujeta a la inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; Quinto: la persona jurídica que quiera encargarse de la instalación y mantenimiento del SAEB pagará la contribución especial de que trata el artículo 85 de la Ley 142 de 1994, contribución que permite recuperar los costos del servicio de regulación que preste cada comisión y los de control y vigilancia que preste el Superintendente; Sexto: las personas jurídicas que quieran encargarse de la instalación y mantenimiento del SAEB deben participar en una proceso de selección el cual será adelantado por la UPME. Séptimo: la persona jurídica que resulte adjudicada en el proceso de selección debe tener dentro de su objeto social las actividades que desarrolla un Transmisor Nacional o un Transmisor Regional, lo cual puede limitar la participación de otros agentes, por ejemplo, comercializadores o generadores de energía; Octavo: dentro de los documentos que debe presentar el interesado en prestar el servicio de SAEB, se encuentra una garantía de seriedad de la oferta que permita avalar el cumplimiento de lo exigido en los documentos de selección que elabore la UPME; Noveno: uno de los principales criterios para ser seleccionado como prestador del servicio de SAEB es el económico; la UPME adjudicará el proyecto al proponente que haya presentado la propuesta con menor valor; Décimo: el agente existente interesado o el adjudicatario de un proceso de selección deberá suscribir un contrato de conexión con el transportador responsable del sistema donde se conecta. Conviene que los cargos de conexión no sean una barrera para el desarrollo de las baterías o almacenamiento; Undécimo: la remuneración de los adjudicatarios de los procesos de selección se hará con base en la oferta económica del proponente, que se denominará Ingreso Anual Esperado o IAE. Duodécimo: la propuesta regulatoria permite que los prestadores de los SAEB sean Transmisores o Distribuidores. Décimo tercero: el SAEB tendrá una eficiencia mínima exigida que será definida por la UPME.

OGE Legal Services

3 Generación Distribuida y Autogeneración en Zonas No Interconectadas

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) son aquellas partes del territorio colombiano en el cual se carece de conexión al Sistema de Interconectado Nacional (SIN). En Colombia las ZNI corresponden a más del 66% de nuestro territorio, lo cual cubre a varios departamentos en los cuales se acude al uso del diésel para abastecer la demanda de energía eléctrica; sin embargo, el uso de este combustible tiende a reducirse con las nuevas reglas que definió la Resolución CREG 038 de 2018 para que los Autogeneradores vendan excedentes de energía en ZNI; en estas líneas destacaremos los puntos más importantes de la mencionada regulación:

Primero: el Autogenerador que opte por entregar excedentes de energía en ZNI recibirá un valor que se denomina como saldos monetarios; Segundo: el Autogenerador de la ZNI, a diferencia de Autogenerador en el SIN, puede recibir consignaciones del valor al que se liquiden sus excedentes; Tercero: el pago de los excedentes no está sujeto a que el Ministerio de Minas y Energía gire los subsidios a la empresa comercializadora y distribuidora de energía en la ZNI; Cuarto: el Autogenerador en la ZNI, a diferencia de Autogenerador en el SIN, no requiere contrato de respaldo; Quinto: El Autogenerador en la ZNI puede usar medidor bidireccional, pero no es necesario que este tenga medición remota; Sexto: una Zona No Interconectada no es lo mismo que un Área de Servicio Exclusivo (ASE). Normalmente una ASE es una ZNI, pero no siempre una ZNI es una ASE; Séptimo: Las ASE y ZNI son diferentes a las Zonas Aisladas. En ciudades capitales con gran número de habitantes es posible encontrar Zonas Aisladas, pero no ASE ni ZNI; Octavo: La liquidación de los excedentes de energía será por periodo de facturación; Noveno: El autogenerador y el generador distribuido ubicado en ZNI debe celebrar un contrato de conexión en el cual regularán las relaciones técnicas, operativas, administrativas, comerciales y jurídicas que se deriven de la conexión al Sistema de Distribución; Décimo: El Generador distribuido en ZNI debe ser una persona jurídica constituida como empresa de servicios públicos; Undécimo: Los excedentes de energía son la energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración; Duodécimo: Los distribuidores en ZNI deben tener un sistema de información que permita a cualquier interesado, a partir de la identificación de su cuenta, del código de circuito o del transformador, y la verificación en todo momento de la disponibilidad del sistema; Decimotercero: En la ZNI puede existir un Autogenerador sin conexión al sistema de distribución; Decimocuarto: La regulación de la actividad de generación distribuida en las zonas no interconectadas se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007, norma que está pendiente de actualización por parte de la esa Entidad; Decimoquinto: Los autogeneradores podrán aportar hasta el 15% de la capacidad nominal del circuito. Decimosexto: Los autogeneradores menores a 100kw no tienen la obligación de suscribir un contrato de conexión. Decimoséptimo: El saldo de la liquidación también puede ser negativo, favoreciendo al comercializador cuando la importación de energía sea mayor a la exportación.

Sobre la Generación Distribuida en ZNI podemos destacar lo siguiente: Primero: no vende excedentes; Segundo: tiene que constituirse en una Empresa de Servicios Públicos; Tercero: No requiere contrato de respaldo; Cuarto: no tiene procedimiento simplificado de conexión; Quinto: su conexión no tiene el límite del 15 % de la disponibilidad del sistema de distribución de la ZNI; Sexto: debe estar conectado al Sistema de Distribución de la ZNI; Séptimo: la regulación de los generadores distribuido está pendiente de ser actualizada por la CREG, en tanto la norma vigente tiene 11 años. Finalmente, se debe considerar para la ZNI una regulación diferencial en tanto los usuarios en estas zonas no tienen generalmente las condiciones para acceder a los beneficios que tienen los usuarios ubicados en el Sistema Interconectado Nacional. Por ejemplo, ¿será que un

usuario ubicado en una ZNI encuentra viable la compra de un medidor bidireccional para medir las exportaciones e importaciones de energía al sistema de distribución? Creo que no.

OGE Legal Services

4 Disrupción energética y nuevos negocios

Se está activando con fuerza el desarrollo de nuevos negocios alrededor de los energéticos, lo cual obedece, entre otros aspectos, a que la regulación de energía eléctrica y gas natural está cambiando positivamente en Colombia, generando mayores oportunidades que son aprovechadas por los agentes tradicionales y los nuevos agentes o inversionistas. A continuación, mencionaré algunas de las nuevas líneas de negocio que disrumpen en el mercado de los energéticos:

Primero, generación in situ: esta oportunidad implica la adquisición e instalación de plantas, equipos o motores de generación de respaldo que en algunos casos operan con gas natural. Su funcionamiento garantiza que el beneficiado con la generación tiene un autoabastecimiento exento, en un alto grado, de las interrupciones que presentan en las redes de distribución de energía o gas natural. Los vehículos que materializan esta oportunidad son la generación distribuida, la cogeneración y la autogeneración. Para el desarrollo de esta oportunidad los contratos que se deben considerar son el de instalación, operación y mantenimiento de los activos, equipos o motores.

Segundo, baterías: esta oportunidad aplica para la acumulación o almacenamiento de energía y permite una autonomía frente a fuentes de generación. Este esquema está ingresando a Colombia, pero en otros Países el almacenador es considerado un agente independiente en el mercado de energía.

Tercero, gasoductos virtuales: aunque la tecnología de distribución y comercialización de Gas Natural Comprimido lleva cerca de tres décadas en Colombia, fue solo hasta el 2013 cuando se definió su regulación, promoviendo en esa medida su desarrollo como actividad económica. La distribución de gas mediante gasoductos virtuales es entendida como la conducción de gas combustible desde una fuente de producción de gas, sistema de transporte o tanque de almacenamiento, a través de un medio de transporte diferente a gasoductos, hasta la conexión de un consumidor final. En la actualidad se desarrolla tanto con Gas Natural Comprimido como con Gas Natural Licuado. Cuarto, estaciones virtuales: no es lo mismo que gasoductos virtuales; esta oportunidad implica la adquisición de módulos intercambiables de almacenamiento para un abastecimiento de gas natural a través de vehículos de transporte de uno o más módulos de cilindros, a quienes les aplica la regulación para gasoductos virtuales. Quinto, Cupos Transables de Emisiones: con la expedición de la Ley 1931 de 2018, Ley de Cambio Climático, se estableció la figura de los Cupos Transables de Emisiones como un instrumento financiero que produce unos recursos que se destinan al Fondo Nacional Ambiental con el fin de ser utilizados para iniciativas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En tal sentido, el Cupo se convierte en una autorización legal para emitir una tonelada de CO₂ u otro gas de efecto invernadero, por una cantidad equivalente a una tonelada de CO₂.

Nota final: Hace poco un representante político de la Costa Atlántica publicó una columna promoviendo un proyecto de ley para modificar el Cargo por Confiabilidad, opinando que “la realidad del uso de los recursos recaudados bajo la figura del cargo por confiabilidad dista mucho del propósito para el que fue creado”. Al respecto debo decirle a mi coterráneo lo siguiente: 1) los agentes generadores de energía eléctrica le han respondido a Colombia en cuanto a sus obligaciones de entrega de energía, 2) el dinero del Cargo por Confiabilidad sí se ha destinado para lo que se definió en la regulación, 3) el detalle de la regulación del Cargo por Confiabilidad, y de todo lo que

tiene que ver con los energéticos, debe estar separada de la injerencia política y, 4) en relación al proyecto de ley que promueve, no resulta conveniente proponer que los recursos del Cargo por Confiabilidad se destinen para la financiación de las inversiones necesarias para actividades como distribución, transmisión y peor aún, no resulta conveniente proponer que los recursos del Cargo por Confiabilidad sean distribuidos para fines diferentes al de fomentar la generación de energía.

Para finalizar, y como repetir o hacer lo mismo durante mucho tiempo no es cosa que sorprenda, ni tiene mucha gracia, muy bienvenidas las nuevas oportunidades que la regulación del sector energético está logrando en Colombia.

OGE Legal Services



5 Energía, 15 tips para la subasta del contrato

El año 2019 comenzó con el anuncio de dos subastas en energía eléctrica: la que tiene que ver con la adjudicación de un contrato de largo plazo, que es solo para plantas o unidades nuevas, y en la que pueden participar las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, las cuales tienen las siguientes condiciones:

Primero: las condiciones para la participación cambian dependiendo de si el participante es comprador o vendedor de energía; segundo: el vendedor será el constructor del proyecto de generación de energía; tercero: el proyecto debe estar inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2 ante la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME; cuarto: el proyecto debe tener aprobación por parte de la UPME del concepto de conexión a la red de transmisión nacional o transmisión regional, con lo cual no basta presentarse a la subasta con la solicitud de concepto de conexión radicada; Quinto: el proyecto debe tener una capacidad instalada mayor o igual a 10 MW. Sexto: Si el participante no es el propietario del proyecto, deberá demostrar que cuenta con la autorización del propietario del proyecto; Sexto: en lo que tiene que ver con garantías, existe una garantía de seriedad que es para participar y, en caso de resultar adjudicado, el agente deberá constituir garantía de pago, si el comprador. Y el vendedor, deberá constituir dos garantías, uno de cumplimiento y otra de puesta en operación del proyecto de generación de energía; Séptimo: la garantía de seriedad debe (i) ser expedida por una entidad financiera de primera categoría; (ii) mantenerse vigente por el término mínimo de seis (6) meses posteriores a la presentación de la propuesta, entre otros aspectos; Octavo: junto con la garantía de seriedad se debe allegar la información financiera señala en los pliegos de condiciones; Noveno: El paso a seguir después de realizada la subasta es la celebración de un contrato; Décimo: La minuta de contrato la dio a conocer el Ministerio de Minas y Energía, hasta el 18 de enero hay plazo para enviar comentarios a la minuta; Décimoprimer: si el contrato se suscribe, el valor de la garantía de cumplimiento y de la garantía de pago será del 33% de la Energía Media Anual, multiplicado por el precio del Contrato al momento de su constitución; Décimosegundo: si el contrato se suscribe, se debe diligenciar el Anexo "Lista de Financiadores por parte del Vendedor", el cual exige informar el nombre del financiador y el monto total de la financiación en pesos colombianos, principalmente; Décimo Tercero: el contrato prestará mérito ejecutivo, es decir, en caso de incumplimiento de las obligaciones, el contrato es elemento esencial para el cobro de obligaciones ante jueces; Décimo Cuarto: la cláusula penal que se sugiere en el contrato será equivalente al 20 % de valor del mismo; Décimo Quinto: la garantía de cumplimiento se deberá mantener vigente desde la fecha de su presentación hasta la fecha de terminación del contrato, esta solo la debe presentar el vendedor.

OGE Legal Services

6 Energía y gas, lo que pasó y lo que viene

El 2018 fue un año que evolucionó en cuanto a la regulación de energía y gas, por ello, el propósito de esta columna es hacer referencia a los principales avances regulatorios en el sector de los energéticos. Para tal efecto, encontraremos tres secciones en donde mencionaremos lo que pasó en el 2018 y lo que se espera que suceda en lo que falta del 2018 o en el nuevo año 2019, a saber: (i) energía eléctrica; (ii) Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, y (iii) Gas Natural.

Primero: *energía eléctrica*. Fue el año del Cargo por Confiabilidad, conocimos nuevos aspectos para regular la demanda desconectable voluntaria, que es uno de los 4 anillos de seguridad que ayuda a los generadores a cumplir las obligaciones relacionadas con el cargo por confiabilidad. También conocimos un nuevo reglamento de las subastas para la asignación de obligaciones de energía en firme. Sobre este punto se destacaron las resoluciones CREG 103 y 104 de 2018, junto con la propuesta contenida en la Resolución CREG 131 de 2018, la cual permite que las plantas o unidades de generación participen en las subastas con Gas Licuado de Petróleo dándole, en principio, un tratamiento similar al de los otros combustibles líquidos. Se espera que para el año 2019 se lleve a cabo la tercera subasta vía convocatoria, la cual asigna Obligaciones de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad en Colombia; la primera se realizó en mayo de 2008, la segunda en diciembre de 2011 y se espera que la tercera se realice en marzo de 2019. Con la subasta se demanda la participación de agentes para cubrir 700 MW, con lo cual se abre la ventana para que participen hidrogenadores, térmicos y, quizá, generadores con FNCER. Segundo: *Fuentes No Convencionales de Energía Renovable*. Fue el año de la autogeneración a pequeña y gran escala, al igual que el de la generación distribuida. Respecto de las dos figuras se reguló el proceso de conexión simplificada, la venta de excedentes de energía y la forma de su remuneración, a través de las resoluciones CREG 030 y 038 de 2018. Otro punto importante, el cual se ha convertido en un hito, tiene que ver con la realización de la primera subasta en la que participará como fuente de generación las FNCER, en especial la eólica y la solar. Se espera que para el año 2019 se materialice la realización de la subasta y se asigne, por primera vez, un contrato de largo plazo para la venta de energía. Así mismo, que se consolide la participación las baterías para almacenar la energía producida por las FNCER. Con ello, la energía solar y eólica será mas confiable. Recordemos que una de las oportunidades de mejora de las FNCER tiene que ver con su disponibilidad, la cual se reduce o desaparece en la noche o en días lluviosos. Para minimizar esta situación llega el desarrollo de las baterías. A partir de lo anterior, puede ser que en el futuro las empresas prestadoras del servicio de almacenamiento sean consideradas agentes de la cadena de la energía eléctrica, pasando de tener 4 actividades a tener 5 en la cadena, esto es, generación, transmisión, distribución, comercialización y, próximamente como nueva actividad, la de almacenamiento de energía. Otro punto importante, fue la expedición de la ley 1931 de 2018, por la cual se establecen directrices sobre el cambio climático; de esta norma se destaca la formalización de instrumentos económicos y financieros, como son las subastas de cupos de emisiones de Gases Efecto Invernadero, GEI. Tercero: *Gas Natural*. La atención la tuvo el Gas Natural Importado, los gasoductos de conexión, los gasoductos virtuales y el gestor del mercado de gas natural y el rol importante desarrollado por la Bolsa Mercantil de Colombia, BMC. Este año se destacó el proceso para seleccionar al inversionista que se encargará de construir la segunda terminal de regasificación en Colombia, la primera fue en la Costa Norte y la segunda será en el Pacífico. Se espera que para finales del mes de noviembre de este año se publiquen los documentos definitivos con los términos y condiciones para la selección del inversionista. Se espera que, para la planta de regasificación, se lleve a cabo la selección de la

empresa que la construirá. También se espera que para el año 2019 se lleve a cabo la selección del nuevo agente que prestará los servicios del gestor del mercado de gas, rol que ha cumplido la BMC, resaltando su independencia con los intereses de los participantes del mercado gasífero colombiano. En términos generales, el año 2018 finalizó con grandes aportes en materia regulatoria del sector de energía y gas.

OGE Legal Services

7 Lo que viene para la energía solar y eólica

Sigue en permanente evolución la regulación de las energías limpias, en especial la que tiene que ver con energía de plantas solares fotovoltaicas, eólicas y plantas filo de agua; por ello mencionaremos los principales puntos u obligaciones que trae consigo las nuevas propuestas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y de las cuales se evidencia la creación de nuevas líneas de servicios por parte de algunas empresas. Los puntos son los siguientes:

Primero: baterías. La energía solar y eólica, en el mediano plazo, será más confiable. Una de las oportunidades de mejora de las fuentes no convencionales de energía renovable tiene que ver con su disponibilidad, la cual se reduce o desaparece en la noche o en días lluviosos. Para minimizar lo anterior llega el desarrollo de las baterías que permitirá la captura de energía durante un tiempo para devolverla cuando la requieran agentes, empresas o usuarios finales, bien en la noche o bien cuando no existan vientos lo suficientemente fuertes para la generación de energía. Lo anterior ha generado la creación de empresas focalizadas en el suministro de ese nuevo servicio de almacenamiento de energía. Puede ser que en el futuro las empresas prestadoras del servicio de almacenamiento sean consideradas agentes de la cadena de la energía eléctrica, pasando de tener 4 actividades a tener 5 en la cadena, esto es, generación, transmisión, distribución, comercialización y, próximamente como nueva actividad, la de almacenamiento de energía; Segundo: pólizas de responsabilidad. Es responsabilidad del agente representante del recurso de generación eólica, solar o a filo de agua, garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad durante la operación. Una de las formas de manejar esta responsabilidad puede ser a través de pólizas de responsabilidad por daño y/o fallas en su funcionamiento; Tercero: oferta de precios a costo de oportunidad. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente su energía en la bolsa de energía deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, para el caso de las solares, eólicas y a filo de agua, el costo será el de oportunidad de generar en el momento de la oferta; cuarto: implementación de nuevos equipos. Se incentiva la implementación de equipos que garanticen la inyección rápida de energía para cubrir variaciones, aumentos o reducciones, de la energía que ingresa a las redes y que proviene de fuentes solares, eólicas y/o plantas filo de agua. Por ejemplo, se obliga a que los generadores solares fotovoltaicos y eólicos dispongan de equipos de protección de sobre y baja tensión. A los usuarios también se les exige esquemas de protecciones; Quinto: mantenimiento y/o desconexiones. Se exige que las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas eólicas y solares fotovoltaicos cuenten con un programa de mantenimiento y/o desconexión, lo cual implicará que algunas de estas empresas subcontraten empresas especializadas en estos servicios. Mi sugerencia es que en los contratos exista el capítulo de pólizas y garantías sobre los trabajos realizados. Tengamos en cuenta que del buen servicio de mantenimiento que se haga a las plantas dependerá su eficiencia en la generación de energía; Sexto: pruebas. De acuerdo con la propuesta de la CREG, los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora bajo su propio costo, pruebas para constatar su desempeño, capacidad efectiva de generación y arranque rápido, entre otros aspectos. El resultado de las pruebas será certificado por una empresa de auditoría técnica; lo anterior implica que las empresas de auditoría vinculen ingenieros especializados en la operación de plantas eólicas y solares o que brinden capacitación a sus actuales ingenieros en el funcionamiento de estas nuevas fuentes de generación; séptimo: plataformas informáticas o virtuales: se exige que las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas eólicas y

solares fotovoltaicas entreguen modelos de simulación a través de herramientas informáticas. Al igual que el punto anterior, se sugiere que la calidad de estos servicios esté garantizada con pólizas o garantías por parte de la empresa que suministre estos servicios especializados y que se escapen, en algunos casos, a la especialidad del propietario de una planta de generación solar o eólica. Así mismo, estas plantas deben contar con telecomandos para recibir información de forma remota y sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas (velocidad, dirección del viento y niveles de irradiación). Por último, aunque el ingreso de las plantas solares fotovoltaicas, eólicas y plantas filo de aguas al Sistema Interconectado Nacional y la venta de su energía en la bolsa de energía conlleva unas obligaciones para sus propietarios, también permite activar el desarrollo o prestación de nuevas actividades.

OGE Legal Services

8 PPA para proyectos solares y eólicos

Para evitar situaciones críticas en el suministro de energía eléctrica por condiciones de baja hidrología, el Gobierno Colombiano implementó incentivos para el desarrollo de fuentes complementarias de energía; esto motivó la celebración de contratos de compra de energía a largo plazo mediante los *Power Purchase Agreement* o PPA, que inicialmente ayudaron a promover la ejecución de centrales de generación térmica y en la actualidad toman vigencia para impulsar la diversificación de nuestra matriz energética; lo anterior a través de la construcción o instalación de centrales de generación con fuentes no convencionales de energía renovable, bien a través de la captura de energía solar en paneles fotovoltaicos o mediante la aerogeneración.

Algunas de las características de los PPA es que se enfocan principalmente en proyectos de generación de energía a gran escala, por lo general para centrales de generación con capacidad superior a 10 MW; asimismo, son contratos con una duración superior a 15 años, los cuales no están regulados por nuestra legislación, fortaleciendo la libre estipulación de terminos y condiciones, reportándole al comprador de la energía un precio competitivo por la energía adquirida. Finalmente, el PPA brinda un alto grado de confiabilidad en cuanto al flujo de ingresos dinerarios que reporta para el vendedor de la energía eléctrica, aspecto que facilita la inyección de capital por parte de bancos o inversionistas para adquirir y construir los activos que integrarán el proyecto de generación.

Por otro lado y a manera de sugerencia, algunas de las cláusulas que conviene incluir en el PPA son aquellas relativas a las condiciones precedentes sujetas a eventos tales como: la fecha de entrada en operación del activo de generación, los tiempos de adecuación del suelo donde se instalará el centro de generación, la construcción y entrada en funcionamiento de las líneas de conexión que permitirán evacuar la energía generada por el centro de generación, la obtención de permisos o licencias ambientales, el cierre financiero o aprobación por parte de los promotores e inversionistas del proyecto, entre otras.

Dentro de la negociación del PPA resulta estratégico celebrar de manera simultánea el contrato de operación y mantenimiento del centro de generación, en donde se deberá estipular que el reemplazo de piezas o equipos estará condicionado a un precio “tope” o a un número determinado de piezas, lo que ocurra primero. Es vital establecer que los incumplimientos que se lleguen a presentar en cada uno de los contratos “conversen” con los montos de las pólizas o garantías exigidas, para no dejar descubierto el proyecto de generación. Por ello, conviene que el contrato de mantenimiento y operación junto con el PPA sea elaborado y negociado por el mismo grupo de abogados especialistas en regulación de energía eléctrica.

En lo que tiene que ver con el suministro de la energía, es apropiado que se defina una capacidad mínima de generación durante la vigencia del PPA, de tal manera que frente a incumplimientos en la capacidad de generación acordada exista un menor precio a pagar o una compensación. Por otro lado, el precio debe reflejar los casos en los que la energía es consumida de manera exclusiva por el comprador de la energía, ingresa al Sistema Interconectado Nacional para la venta a terceros, o se destina para la venta en la bolsa, eventos en los cuales se debe considerar, según el caso, el pago de los cargos regulados de transmisión o distribución.

Una ventana que se sugiere incluir en el PPA tiene que ver con la opción de compraventa del centro de generación; desde un comienzo se debe definir la metodología para calcular el precio de venta del activo de generación, así como los tiempos y eventos en que se activará la opción para comprar o vender el centro de generación.

En términos muy generales, las anteriores líneas identifican los principales aspectos a tener en cuenta en la negociación de un PPA, advirtiendo que serán las condiciones particulares de la tecnología a usar para la generación de la energía lo que definirá la especificidad en cada tipo de PPA.

OGE Legal Services



9 Bienvenidas las subastas del Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad tiene como objetivo asegurar el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia y ayuda en la estabilización de los ingresos de los generadores de energía, garantizándole a la demanda de energía precios eficientes en periodos de escasez o de condición crítica.

Junto con el Cargo por Confiabilidad se encuentra la figura de las Obligaciones de Energía Firme, OEF, las cuales son una opción de compra a través de la cual el generador que la obtiene se compromete, a cambio de una prima, a que el activo de generación de energía esté instalado o construido en el plazo definido, cuente con los contratos de suministro del recurso energético con el cual generará energía, y esté disponible para entregar la energía firme a la que se comprometió cuando se active la condición crítica, lo cual ocurre cuando el precio de la energía en la Bolsa supera el precio de escasez.

Pues bien, la prima que recibe el agente generador de energía se define y asigna en unas subastas convocadas por el regulador, las cuales están muy próximas a realizarse; así se evidencia en cuatro borradores que publicó la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. En esas Resoluciones, lo que propone la CREG es lo siguiente: en la primera Resolución, la CREG 064 de 2018, se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta para la asignación de las OEF del Cargo por Confiabilidad para 1 año, desde el 1 de diciembre de 2022 hasta el 30 de noviembre de 2023. En estas subastas solo podrán participar los activos de generación existentes, existentes con obras, activos especiales y nuevos.

La segunda Resolución, la CREG 065 de 2018 fija 3 periodos para asignar las OEF:2020, 2021 y 2022; aquí solo podrán participar quienes tengan plantas de generación existentes para el instante en que se realicen las subastas.

La tercera resolución, la CREG 066 de 2018, define un “mecanismo adicional” de asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas y especiales, entendiendo por especiales aquellos activos de generación que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la subasta, o del mecanismo de asignación que haga sus veces. Adicionalmente —y a diferencia de las anteriores resoluciones—, este mecanismo permitirá que un agente generador tenga asignaciones por 10 años. Asimismo, permitirá que las plantas nuevas que no lograron participar en las subastas de los años anteriores al 2023, logren entrar en el mercado de energía. Algo llamativo es que el mecanismo adicional tendrá una vigencia limitada en el tiempo, el cual se determinará de acuerdo con la cantidad de energía firme que se incorpore al Sistema Interconectado Nacional.

Por último, la cuarta Resolución CREG 066 de 2018, convoca una subasta de reconfiguración para que los generadores de energía vendan las asignaciones de OEF que se comprometieron a entregar en el periodo 2018-2019. Esta es una oportunidad que tiene un generador para ajustar las obligaciones de energía en firme que se comprometió entregar. Si el generador tiene déficit de energía, puede comprar energía en esta subasta, pero si por el contrario lo que el generador tiene son excedentes, puede vender energía. Es de anotar que la subasta que se convoca en la citada resolución es para la venta de energía.

OGE Legal Services

10 2019, un hito energético

El 2019 se convertirá en un año de referencia para la historia de la energía eléctrica en Colombia. ¿Y por qué? porque se anuncian dos subastas en el sector de energía eléctrica y en el sector gasífero se anuncia la realización de una convocatoria para la selección del constructor de la segunda terminal de regasificación en Colombia, junto con la selección del gestor del mercado de gas natural -yo apuesto a que continuará siendo la Bolsa Mercantil de Colombia-. A continuación, los puntos regulatorios que llegaran con el nuevo año en el sector eléctrico y gasífero:

Primero: Se llevará a cabo por tercera ocasión en Colombia una subasta para la asignación de obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad. Será diferente a las subastas realizadas en mayo del 2008 y en diciembre de 2011, por la participación de nuevos agentes e incluso de energéticos que no habían estado en la escena de la generación de energía para el cargo por confiabilidad, me refiero al Gas Licuado de Petróleo (propano); Segundo: la subasta estrenará reglamento para la asignación de obligaciones de energía en firme, dentro de lo que se destaca el cambio del tipo de subasta. Migró de una subasta de reloj descendente a una subasta sobre cerrado; Tercero: se modificó la periodicidad con la que se deben realizar las auditorías de seguimiento de Curva S para plantas nuevas; Cuarto: muy relacionado con el sector de energía eléctrica vuelven al mercado primario dos modalidades de contratos, que son el contrato de suministro con firmeza condicionada y el contrato de opción de compra de gas, OCG. Estas modalidades estaban presentes en el año 2013 y se retiraron de la regulación gasífera en el año 2017. Las OCG son contratos útiles para garantizar la demanda del sector eléctrico; Quinto: las plantas con GLP deberán cumplir con todos los requisitos definidos para las plantas térmicas que operan con combustibles líquidos en lo que tiene que ver con cláusula de compensación en sus contratos, documento de logística y la correspondiente auditoría a estos documentos; Sexto: se realizará la primera subasta en la que se asignará un contrato de venta de energía a largo plazo. Este proceso se caracterizará por tener como fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos será el 01 de diciembre del 2021, será realizada por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME y en esta primera subasta se adjudicarán únicamente proyectos de generación nuevos; Séptimo: se consolidará la participación las baterías para almacenar la energía producida por las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable; FNCER. Recordemos que una de las oportunidades de mejora de las FNCER tiene que ver con su disponibilidad, la cual se reduce o desaparece en la noche o en días lluviosos. Para minimizar lo anterior llega el desarrollo de las baterías. A partir de lo anterior, puede ser que en el futuro las empresas prestadoras del servicio de almacenamiento sean consideradas agentes de la cadena de la energía eléctrica, pasando de tener 4 actividades a tener 5 actividades en la cadena, esto es, generación, transmisión, distribución, comercialización y, próximamente como nueva actividad, la de almacenamiento de energía. Ya esto ocurrió en otras latitudes; Octavo: es posible que se fortalezca la participación de los consumidores en figuras como la autogeneración, tanto en pequeña como en gran escala; Noveno: se puede incrementar la figura de generación distribuida, en especial con el ingreso de estaciones de servicio para la recarga de vehículos eléctricos; Décimo: se fortalecerá la figura de los gasoductos virtuales con Gas Natural Comprimido o Gas Natural Licuado, LNG, de los gasoductos virtuales se destaca: (i) conlleva tres actividades principales, que son compresión, transporte y descompresión; (ii) es una figura para la distribución de gas, no es para la comercialización, transporte o producción de gas natural. En términos generales, y al menos en lo que tiene que ver con la regulación del sector energético, el año 2019 será un año de referencia

obligatoria en la historia de la energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

OGE Legal Services

11 Energía: Dos subastas, CREG y UPME

Mucho se ha escuchado sobre la realización de subastas en el sector de energía eléctrica, pues bien, lo primero que debemos tener claro es que existen dos tipos de subastas. Unas subastas serán administradas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y las otras serán administradas por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. En esta columna mencionaremos las principales características de cada tipo de subasta.

En el caso de las subastas que realizará la CREG se destacan los siguientes aspectos: primero, las principales normas que las regulan son la Resolución CREG 071 de 2006; y las Resoluciones CREG 083, 103, 104 de 2018; segundo, a través de estas subastas se asignan obligaciones de energía en firme que justifican el pago del renombrado mediante una resolución que expide la CREG, no a través de la suscripción de un contrato; tercero, la CREG realizará dos subastas, una no tendrá convocatoria y se realizará para que participen plantas y/o unidades de generación existentes; la otra subasta sí tendrá convocatoria y será para la participación de plantas y/o unidades de generación existentes, existentes con obras, especiales y nuevas; cuarto, en las subastas en las que pueden participar las plantas nuevas, el período que será adjudicado será de 1 año; quinto, el período de 1 año será entre el 1 de diciembre de 2022 y el 30 de noviembre de 2023; sexto, el plazo para manifestar el interés en participar en la subasta para asignaciones a 1 año, vence el 28 de septiembre de 2018; séptimo, la declaración de interés deberá contener: (i) la identificación del agente, (ii) la identificación del proyecto, (iii) el período de Vigencia de la Obligación para la cual se tiene interés, expresada en años, (iv) la fecha estimada de entrada en operación comercial de la planta o unidad de generación, (v) la estimación de la capacidad efectiva neta de la planta o unidad de generación y su energía en firme; octavo, las obligaciones que se adquieran en la subasta pueden ser cedidas; noveno, para participar en la subasta es necesario que el generador o el inversionista reporte a la CREG los parámetros que soportan su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad; décimo, la subasta será a sobre cerrado. Anteriormente era subasta de reloj descendente; undécimo, solo pueden participar plantas y/o Unidades GPPS existentes; duodécimo, los plazos del cronograma vencen a las 5:00 p.m. del respectivo día, no a las 24 horas; decimotercero, la recepción de las ofertas y realización de la subasta será el 24 de enero de 2019; decimocuarto, las Plantas y/o Unidades de Generación existentes con obras, nuevas o especiales que entren en operación comercial entre el 01 de diciembre de 2021 y el 30 de noviembre de 2022, tendrán como incentivo la recepción del Cargo por Confiabilidad desde que esté en operación comercial, aunque sea antes del 01 de diciembre de 2022; decimoquinto, las Plantas y/o Unidades de Generación existentes con obras, nuevas o especiales que entren en operación comercial aantes del 1 de diciembre de 2021, comienzan a recibir pagos desde que la PUG esté en operación comercial, obteniendo adicionalmente una remuneración de \$2 USD /MWh adicionales.

Por otro lado, en el caso de las subastas que administrará la UPME, se destacan los siguientes puntos: primero, las principales normas que regulan, hasta el momento, las subastas son el Decreto 570 de 2018 y las Resoluciones 40791 y 40795, ambas expedidas por el Ministerio de Minas y Energía en el año 2018; segundo, el primer contrato que se asignará, vía subasta, tendrá una vigencia de 10 años, y el proyecto de generación de energía asociado al contrato debe estar en operación antes del mes de diciembre del año 2022; tercero; no es necesario que la unidad y/o planta de generación esté en operación para el momento de la subasta; cuarto, en esta subasta no se asignarán Obligaciones de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad. No, aquí el entregable de la subasta

será un contrato a 10, 15 o 20 años, con lo cual se obtiene un apalancamiento financiero vital para la construcción de las plantas y/o unidades de generación; quinto, la subasta no es únicamente para que participen plantas y/o unidades de generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable. No, en la subasta pueden participar activos de generación con gas natural nacional o importado, gas licuado de petróleo GLP nacional o importado, combustibles líquidos, biocombustibles y con carbón -lo cual es lamentable, en la medida en que sigue la discusión de qué tan efectiva es la tecnología ultra crítica con la que se reducen emisiones contaminantes-, entre otros. Sexto, en la subasta hay que presentar una garantía de seriedad; séptimo, el modelo del contrato que se suscribirá será elaborado por el Ministerio de Minas y Energía, con lo cual se garantiza la estandarización de algunas condiciones. En esa medida, el margen del poder de negociación de alguna de las partes del contrato estará administrado por tratarse de un contrato en donde los aspectos principales no serán objeto de libre autonomía entre las partes; octavo, el tipo de contrato que se suscribirá será *“Take or Pay”*, pague lo contratado asociado a un porcentaje de la generación real del proyecto y una cantidad mínima despachada de energía, la cual será de al menos un diez por ciento (10%) de la generación promedio horaria; noveno, la planta y/o unidad de generación asociada al contrato asignado puede hacer uso de los mecanismos de respaldo en caso que no logren entrar a tiempo. Algunas de las herramientas disponibles son la suscripción de un contrato de respaldo de generación así como la cesión del contrato adjudicado; décimo, el administrador de la subasta será la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, no la CREG; undécimo, no solo pueden participar proyectos existentes sino también proyectos nuevos; duodécimo, el precio del contrato adjudicado será el valor ofertado en pesos Colombianos por kilovatio hora (COP\$/kWh) por parte del vendedor en su oferta de venta y que haya sido adjudicado. Cabe mencionar que la obligación del comprador es la de pagar toda la energía media anual pactada, sin importar que esta sea consumida o no; dicho pago se realizará mensualmente y corresponderá al producto de la energía liquidada durante el mes y el precio del contrato; decimotercero, la subasta debe efectuarse aproximadamente en enero de 2019; decimocuarto, el proyecto debe estar registrado en Fase 2 ante la UPME. Un proyecto está en Fase 2 cuando tiene (i) estudio de factibilidad, (ii) esquema financiero y administrativo, (iii) aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas. Dependiendo de la capacidad de generación de la planta se identifica la necesidad o no de la licencia o permiso ambiental y, (iv) licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos para el respaldo; decimoquinto, solo pueden participar plantas y/o unidades de generación que tengan una capacidad de generación instalada mayor a 10 MW.

En materia ambiental, para los dos tipos de subastas-la de la CREG y la de la UPME- se debe aportar un documento en el cual la autoridad ambiental, ya sea el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial o la Corporación Autónoma Regional respectiva, decide sobre la alternativa presentada en el diagnóstico ambiental de alternativas o estudio de impacto ambiental, o también establece que el proyecto no requiere licencia ambiental.

Por último, el pasado 27 de julio fue publicada la Ley de Gestión de Cambio Climático, la cual deberán atender los propietarios de las plantas o unidades de generación y que establece que el Gobierno Nacional, los Departamentos, Municipios y Distritos están en la obligación de incluir planes de mitigación, gestión y control al impacto ambiental por la emisión de gases con efecto invernadero, así como la elaboración de planes de gestión al cambio climático por parte de las Autoridades Ambientales como las CAR.

OGE Legal Services

12 Los detalles de las subastas de energía

No hay duda de las bondades, de lo útiles y necesarias que resultan las subastas para la expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia; el país las necesita, por lo que deben fortalecerse cada vez que se requiera. Mi observación en este artículo no es respecto de las subastas sino sobre la manera en que se han llevado a cabo.

El 26 y 28 de febrero se realizarán dos subastas, la del contrato de largo plazo, con participación de las fuentes no convencionales de energía renovables, y la del cargo por confiabilidad. En cuanto a la primera, ha sido complejo explicarle a algunos participantes cómo fue posible que se modificaran los formularios que debían diligenciar y radicar hasta un día antes de su presentación oficial; al respecto, algunas personas afirmarán que el trámite de los formularios era simplemente diligenciarlos, firmarlos y enviarlos, y puede que en algunos casos haya sucedido así; no obstante, conviene caer en cuenta que en las subastas también participaron inversionistas con casa matriz en el extranjero, quienes tuvieron que coordinar decisiones hasta en cuatro países; y se preguntarán ¿y por qué en tantos? Pues porque así son las estructuras de los grandes inversionistas. Así mismo, algo que llamó la atención fue que en esta misma subasta se permitió la participación de aquellos proyectos que iniciarían operación comercial al 31 de diciembre de 2017, frente a lo cual surge la inquietud ¿Esta subasta no era para proyectos nuevos? ¿Se debió permitir solo la participación de aquellos proyectos que entraran en operación comercial después de la fecha de la subasta? Mi opinión, lo nuevo es nuevo. Por el lado de la subasta del cargo por confiabilidad, también fue complejo explicarles a los participantes locales, mucho más a los extranjeros, que, en el caso de algunos entregables, solo era posible cumplirlos radicándolos físicamente. La pregunta fue, ¿y por correo electrónico se puede? No; en ciertos casos no es posible hacer uso de la tecnología. Por otro lado, algo que se entendió desde el comienzo de la subasta fue que había necesidad de cubrir un déficit de energía para no exponer a la demanda nacional, con lo cual también se confió en que había un interés en facilitar la participación de diferentes agentes *-desde luego, no obviar las reglas-*. Asimismo, sorprendió como en algunos casos se retiraron agentes a partir de una ventana que se abrió para la interpretación de los requisitos y condiciones de participación; puntualmente llamó la atención una diferencia de interpretación que surgió por uno de los requisitos relacionados con la presentación de un certificado expedido por la UPME, en el que debía constar la “presentación” ante esta Entidad del estudio de conexión. En cuanto a la participación en el último momento de Hidroituango en la subasta del cargo, coincido en que se incrementó la incertidumbre, en tanto se pueden administrar unos riesgos operacionales en los proyectos, pero aún subsisten riesgos propios de la naturaleza, que como ya sucedió, no son tan administrables. Una pregunta para reflexionar con su respuesta: ¿Ya está controlado el río y/o la montaña?

OGE Legal Services

13 Mercado anónimo y estandarizado de energía en Colombia

En Colombia, el precio que un comercializador de energía le incluye a sus usuarios finales en la factura, incorpora6 costos que integran la tarifa final, ellos son: el costo de comprar la energía, transportarla, distribuirla, comercializarla, las pérdidas de la energía que se lleguen a presentar y el costo de las denominadas restricciones; este último permite remunerar las limitaciones que se presentan en la infraestructura o aquellas limitaciones que obedecen a factores de seguridad y confiabilidad en el sistema interconectado nacional. Cada uno de esos costos tiene sus particularidades y a la vez, cada uno incorpora diferentes costos. En estas líneas haré un breve “zoom” sobre el costo que corresponde al de la compra de la energía.

Muy recientemente y como resultado de un análisis adelantado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el cual se encuentra en la Circular CREG 079 de 2017, se evidenciaron algunas fallas que afectan el componente denominado “costo de la compra de la energía”, el cual se está formando de manera ineficiente, trasladándose de manera poco eficaz a los usuarios. Dentro de esas fallas que afectan el costo de la compra de la energía se resaltan las siguientes: la asimetría de la información, la concentración de varias actividades de la cadena en un mismo grupo empresarial, la falta de liquidez del mercado de los contratos de energía y adicionalmente una ineficiente percepción del riesgo de crédito del comprador de energía. Pues bien, la sumatoria de todas esas fallas se termina incluyendo de alguna forma en el precio del contrato, generando conflicto con los principios que deben gobernar la prestación del servicio de energía eléctrica.

Para minimizar –y ojalá eliminar– el impacto que ocasionan los riesgos mencionados, la CREG propone la definición de un contrato de energía estandarizado que se transaría en una plataforma centralizada dentro de un mercado anónimo estandarizado (MAE), y en donde la gestión del riesgo se haría mediante una cámara central de riesgo de contraparte. A través de este mecanismo, las transacciones -a través de una metodología que está por definirse- arrojarán un precio de referencia para calcular un costo eficiente de la compra de la energía, la cual se incluirá en la tarifa final de los usuarios. En la actualidad el costo de la compra de la energía corresponde a un promedio ponderado del precio de bolsa según la participación de las compras en el mercado y el precio de los contratos de acuerdo con la cantidad de energía comprada mediante contratos bilaterales. Para materializar la propuesta de la CREG, se tiene que sincronizar el mercado de contratos de energía con los mecanismos de cobertura de los mercados de derivados con varias tareas: una es que el MAE cumpla con los estándares señalados para los mercados financieros; otra es que el MAE cumpla con las características de centralización, anonimato, seguridad, independencia, acreditación, liquidez, gestión eficiente del riesgo y reporte de información. Por último, la estructura del MAE debe tener dos submercados, un mercado primario y uno secundario. En el mercado primario participarán generadores, comercializadores y cualquier agente que esté en la posibilidad de ofrecer coberturas financieras y que esté representado por un agente liquidador. A su vez el mercado secundario estará abierto para cualquier agente que cuente con la representación de un agente liquidador.

Ambas propuestas, la de sincronizar los mercados eléctrico y financiero y la de tomar un costo eficiente por la compra de la energía, auguran beneficios tanto para agentes como para usuarios regulados, creando oportunidades tanto para que los que resulten seleccionados para administrar el MAE, como para quienes presten los servicios de agente liquidador. Sin duda, la propuesta de la CREG tiene buen futuro por lo que conviene que tanto agentes como terceros interesados participen

en las discusiones sobre cuál es la mejor alternativa que viabilice la implementación del MAE en el sector eléctrico Colombiano.

OGE Legal Services

14 París, Kioto y Colombia

El cambio climático está en un punto crítico, y de no tomarse medidas inmediatas el daño será irreversible; debemos tomar conciencia respecto a las obligaciones de los Estados de reducir las emisiones de gases con efecto invernadero y fomentar el desarrollo de energías renovables. Por ello, es de celebrar lo ocurrido en la subasta de obligaciones de energía en firme, en donde por primera vez se dio la participación de las energías renovables, resultando ganadores seis proyectos de energía eólica y dos de energía solar.

Los compromisos establecidos en el Protocolo de Kyoto, tenían una vigencia del 2008 al 2012. Si bien en la Conferencia de Cambio Climático en Doha se trató de llegar a un nuevo acuerdo con el fin de extender la vigencia del Protocolo de Kyoto para el periodo 2013-2020, a la fecha ningún Estado ha ratificado esta modificación. En ese mismo contexto, el Acuerdo de París sobre cambio climático entrará en vigencia a partir del 2020. En ese contexto, es admirable la política climática y de energías limpias que ha desarrollado la Unión Europea, la cual; ha logrado establecer un marco regulatorio integral orientado a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y el desarrollo de energías limpias. Por ejemplo, en el año 2009 se desarrolló el paquete de medidas sobre clima y energía hasta el 2020 el cual incluye las siguientes directivas: reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990); aumento de energías renovables en la Unión Europea; y mejora de la eficiencia energética. En adición a lo anterior, se emitieron directivas con el fin de controlar el uso de algunos energéticos tales como el combustible indispensable para el funcionamiento de los barcos que transitan en las aguas internas, así como una directiva estableciendo los estándares de emisiones de vehículos particulares. Si bien estas últimas directivas no hacen parte del paquete mencionado, fueron aprobadas en la misma fecha y constituyen un aporte primordial a las medidas del control de emisión de gases con efecto invernadero. Sabemos que abandonar el uso de combustibles fósiles de la noche a la mañana sin comprometer la seguridad energética, es imposible, pero sí podemos incentivar una transición con miras a lograr dicho fin, mediante la disminución significativa de combustibles fósiles, en la medida en que las energías renovables incrementen. En nuestra opinión, las políticas energéticas desarrolladas por la Unión Europea, desde el punto de vista normativo, han logrado planear dicha transición; por tal motivo considero que las principales fortalezas del paquete formulado por la Unión Europea y que pueden llegar a implementarse en Colombia son: 1. Limitar las emisiones para lograr una disminución efectiva de las mismas, a través del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión, el cual establece unos límites de emisiones a ciertas industrias, incluyendo aquellas que emplean carbón en sus procesos industriales; 2. Desarrollo de energías renovables, con el fin de lograr una menor dependencia de combustibles fósiles por parte del mercado energético. En esta materia, la Ley 1715 de 2014 se configura como un esfuerzo significativo en Colombia. Con estas políticas, podemos observar que aún estamos a tiempo de evitar un mayor impacto negativo sobre el cambio climático, a través del fomento del uso de energías limpias amigables con el planeta.

OGE Legal Services



15 La subasta de las renovables

La primera subasta en Colombia en la que se asignará un contrato de compra y venta de energía a largo plazo y en la que participarán las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables FNCER, tiene los siguientes aspectos importantes:

Primero: el plazo para presentar el “Sobre No. 1” fue el 31 de enero. segundo: no hubo que pagar ninguna suma para participar, lo cual afianza el principio de libre entrada. Inicialmente, se pensó en que los interesados debían pagar 20 millones (\$ 20.000.000) como derecho para participar en la subasta; se puede decir que esto desapareció de manera acertada; tercero: la presentación de la oferta debía estar acompañada de una garantía de seriedad y en caso de la adjudicación del contrato se activa la obligación de otorgar garantía de cumplimiento y de puesta en operación del proyecto de generación, por parte del vendedor de la energía; por parte del comprador, la obligación de una garantía de pago; cuarto: una de las reglas es que no se ejecuta la garantía de seriedad, sino que se presenta una oferta económica por parte del vendedor y/o el comprador; quinto: con la presentación de los sobres de precalificación y calificación, los participantes allegarán información de mediciones o series de los proyectos y los polígonos de ubicación de los mismos. Pues bien, una vez entregada esta información podrá ser utilizada por la UPME, por lo que queda a su discreción el uso sobre la misma; sexto: los sobres para presentar tanto los documentos de precalificación como de la oferta deben ser presentados personalmente por el representante legal o su apoderado; séptimo: los vendedores, que son los generadores de energía, debieron entregar diligenciado un archivo editable, en formato Excel, con la información básica de quien presenta el “Sobre No. 1” y la información relacionada con los requisitos legales, financieros y técnicos del proyecto; octavo: el contrato que será adjudicado, obedece a una minuta elaborada por el Ministerio de Minas y Energía; noveno: el contrato incluye la definición de Patrimonio Autónomo Fondo Empresarial; décimo: el pago de la factura del suministro de la energía será a 15 días; en una primera versión se mencionada 45 días; undécimo: existe un procedimiento de toma de posesión por parte de los financiadores de la empresa dueña del proyecto de generación. Quizás se pudo emplear una expresión más del derecho privado dado que la relación financiadora, inversionista y generador está alejada del derecho público. Pienso que la expresión “toma de posesión” es más común en relaciones estatales; duodécimo: en la subasta se permite la participación de empresas bajo la toma de posesión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; décimo tercero: como causales de terminación anticipada del contrato, se encuentra la violación a las normas de libre competencia económica -esta causal no estaba incluida en la primera versión de contrato-; décimo cuarto: frente al acta de adjudicación del contrato, se puede presentar el recurso de reposición; décimo quinto: los proyectos de generación de energía menores a 10MW no participan en esta subasta.

OGE Legal Services

16 Un anillo para la energía eléctrica

El Fenómeno de El Niño, el Precio de Escasez y el Cargo por Confiabilidad son expresiones muy usadas en el sector eléctrico, aunque poco novedosas. No obstante, existe una figura que a pesar de ser poco nombrada, ha ido tomando fuerza paulatinamente y en buen momento; me refiero a la Demanda Desconectable Voluntaria o DDV, figura que tiene presencia en la regulación del sector eléctrico desde el 2006 y que apareció al lado del Cargo por Confiabilidad.

La DDV es uno de los cuatro anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad; con los anillos lo que se busca es facilitar el cumplimiento de las obligaciones de energía que tienen algunos agentes generadores de energía y que no pueden operar y cumplir con la entrega de la energía básicamente por dos razones: primero porque el activo de generación saldrá a mantenimiento, tiempo durante el cual podrá cubrirse con la DDV, y segundo, porque el dueño del activo de generación anticipa un atraso en la fecha que esperaba entrar en operación comercial.

Para el caso específico, la DDV permite que el generador de energía se respalde por periodos cortos de un mes, acudiendo a través de los comercializadores a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, SIN; lo anterior con una condición verificable y es que los usuarios puedan reducir efectivamente su consumo de energía ya que cuentan con equipos de generación de respaldo o también porque pueden modificar su proceso productivo. En tal sentido, la reducción del usuario, o la agregación de reducciones de varios usuarios, se descuentan de la obligación del generador, es decir, con las reducciones de los usuarios el generador atiende la obligación de entregar energía al SIN. Este anillo se vuelve interesante para esta época en tanto se vienen ejecutando proyectos de autogeneración y generación distribuida a través de las fuentes no convencionales de energía renovable, lo cual permite que se incremente el número de usuarios que pueden monetizar sus reducciones vía DDV y porque brinda un alivio a los proyectos de generación que no puedan entregar energía en la época acordada, bien por fallas o por atrasos involuntarios. Otra gran ventaja es que en este momento existen nuevos agentes comercializadores de energía eléctrica que cuentan con gran experiencia y conocimiento para potencializar el uso de la DDV. Ellos merecen todo el mejor reconocimiento porque vienen ejerciendo la compleja función de agregar la demanda de los usuarios industriales de manera que se logre la participación efectiva de la industria en la confiabilidad del mercado de energía mayorista.

En definitiva, la implementación de la DDV junto con las pruebas de su efectividad se ajusta y complementa a las medidas y necesidades requeridas para la confiabilidad del sector.

OGE Legal Services

17 Un plan y las subastas de energía eléctrica

Las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 “*Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad*”, están “combotizadas” en materia de los energéticos, ya que señalan unas coordenadas para que *-sí realmente nos lo proponemos-* pongamos en marcha el desarrollo de un portafolio de generación limpia en Colombia; falta ver si las autoridades siguen esa hoja de ruta y no caen en propuestas discutibles como lo evidenciamos en las subastas del contrato de largo plazo adelantadas por la UPME, y del cargo por confiabilidad adelantadas por la CREG.

Para los siguientes cuatro años están abiertas las posibilidades para los proyectos geotérmicos y la generación de energía a partir de la biomasa, fuentes poco fomentadas en Colombia pero que podrán impulsarse a partir de investigaciones que permitan caracterizar las áreas con ese potencial en nuestro país, y en esa medida hacer uso de beneficios tributarios que se reforzaron en la ley de financiamiento, Ley 1943 de 2018, expedida el 28 de diciembre pasado, la cual creo que tendrá mejor efecto que los incentivos de la ley 1715 de 2014, los que considero no han cumplido su objetivo debido a la cantidad de trámites que hay que realizar para obtenerlos. Y en ese punto también el plan brinda una posible solución y es la creación por parte de la UPME y de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, de una ventanilla única que consolide los trámites exigidos a los interesados en desarrollar proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, de tal suerte que se acceda a beneficios, que incluyan los tributarios. Esto con el fin de reducir los tiempos y costos de transacción. Ojalá sea así, porque hasta ahora los incentivos solo han sido en el nombre porque en la práctica los convirtieron en desincentivo.

Además de la ventanilla única, las bases del plan hacen más atractivo el incentivo relacionado con la renta para el sector de las fuentes no convencional de energía, porque establece en su artículo 106 una modificación a la Ley 1715 de 2014 en el sentido que frente a la producción de energía con fuentes no convencional y la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir anualmente de su renta por los 15 años siguientes al año gravable en que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. Lastima que, para la obtención de ese beneficio tributario, deberá obtenerse la certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y, además, del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Recuerden que la ventanilla única es solo para las gestiones ante la UPME y la ANLA. Siguiendo con las bases del plan, se resalta el aporte que tiene el gas natural en nuestra canasta energética, ahora se abrió la ventana para que logremos almacenamiento estratégico de combustibles líquidos y gas combustible, para ello se estudiará la necesidad de contar con la infraestructura de almacenamiento para determinar, entre otras condiciones, su ubicación y su capacidad en el territorio Colombiano. Aquí la CREG seguirá jugando un rol importante para regular la participación de agentes en la prestación de los nuevos servicios de almacenamiento de inventarios.

Respecto de las subastas, sin duda son un mecanismo para incentivar la expansión de nuestras fuentes de generación en Colombia, pero quedó la sensación que solo se incentivó la continuidad por parte de agentes porque en la que tiene que ver con las subasta del contrato de largo plazo se modificaron formularios que debían diligenciar los participantes hasta un día antes de su presentación oficial, lo cual se puede ver como una desventaja para aquellos participantes con casa

matriz en el extranjero y que en algunos casos tuvieron que coordinar decisiones hasta en tres países para sumar con diferentes horarios, bastante complejo para ellos. Así mismo, algo que llamó la atención fue que en esta misma subasta se permitió la participación de aquellos proyectos con inicio de operación comercial al 31 de diciembre de 2017, frente a lo cual la pregunta que surge es: ¿Esta subasta no era para proyectos nuevos? ¿Se debió permitir solo la participación de aquellos proyectos que entraran en operación comercial después de la fecha de la subasta?

Por el lado de la subasta del cargo por confiabilidad, llamó la atención una diferencia de interpretación que surgió por uno de los requisitos relacionado con la presentación de un certificado expedido por la UPME en la que conste la “presentación” ante esta entidad del estudio de conexión. Pues bien, en la práctica se pensó que lo que se debía presentar era que la certificación debía indicar que el proyecto tenía asignado un punto de conexión. Un juego de interpretación en el cual vence lo que está escrito, es decir, bastaba con que el certificado indicará que se realizó la presentación de la solicitud de conexión.

OGE Legal Services

18 Energía, volvió la subasta

El Ministerio de Minas y Energía publicó los términos y condiciones de la subasta de renovables que se realizará este año en Colombia, la cual tiene como objetivo principal seguir materializando la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, de allí que los únicos recursos de generación que pueden participar en esa subasta son esos, principalmente la generación con fuente solar, eólica y las plantas a filo de agua o también conocidas como Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Pchs, todas con generación variable. Otro punto a resaltar es que todas las reglas comerciales serán las del Mercado de Energía Mayorista, en especial aquellas que tiene que ver con las funciones del administrador del mercado, Centro Nacional de Despacho y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, el ASIC.

En esta subasta el producto que se adjudica es un contrato, que podrá tener entre 10 y 20 años de vigencia. Así mismo, existe una serie de obligaciones pre y post contractuales que recomiendo identificar para evitar contratiempos, preferiblemente de la mano con profesionales que hayan estado en el sector para garantizar un mejor entendimiento de esas obligaciones. Por otra parte, a diferencia de las anteriores reglas, en esta ocasión se está siendo contundente en permitir solo la participación de energías renovables, esto en el pasado despertó reacciones encontradas. Incluso, en su momento suscitó una demanda en la que se argumentó violación del principio de neutralidad tecnológica y barreras de entrada. Yo soy de lo que piensa que esta subasta debe ser exclusivamente para las renovables y esto obedece a que con ello se da la oportunidad para que ingresen nuevos agentes prestadores del servicio de generación. Pero además, porque existe la subasta de las obligaciones de energía en firme del cargo por confiabilidad, en donde pueden participar diferentes tecnologías. En cuanto al precio que se pagará por la energía ofertada, se estableció un tope máximo que definirá la CREG en pesos colombianos por kilovatio hora. Este tope será vital en la medida que el generador que oferte un precio por arriba de ese tope no será considerado en la adjudicación. Lo que tiene que ver con las reglas de competencia serán definidas por la CREG y lo que se ha sugerido en algunos escenarios es que revise con especial cuidado los límites de integración y posición dominante que tienen algunos agentes en el mercado. Respecto de la capacidad instalada con la que se puede participar en la subasta, esta se ha fijado a partir de 5 MW, y para ello la CREG propone en su resolución 072 de 2019, extender la opción de acceso al despacho central, a plantas menores de 20 MW. En donde el principal cambio es que las plantas entre 5 MW y 20 MW tienen la opción de entrar o no al despacho centralizado de energía. La regla vigente lo que define es que esa opción es para plantas entre 10 MW y 20 MW, la están bajando a 5 MW. Para finalizar, volvió la subasta de las renovables y ahora no le da miedo asumir su naturaleza y vocación, es decir, la de integrar las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable a nuestra matriz energética.

OGE Legal Services

19 Energía eléctrica en el PND 18-22

En la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 los energéticos tuvieron especial atención y se destacó la dedicación que se le dio a la energía eléctrica y al Gas Licuado de Petróleo, GLP. Caso contrario le ocurrió al gas natural, de quien poco se ocuparon. En esta columna mencionaré algunos puntos de interés para el sector de energía eléctrica.

En relación con la energía con fuentes no convencionales se amplió el plazo para aprovechar la deducción del impuesto en la renta, el cual paso de 5 a 15 años. Así mismo, a partir del 25 de mayo de este año, se encuentran exentos del Impuesto sobre la venta tres elementos esenciales para en la instalación de proyectos de generación de energía con fuente solar, como son los paneles solares, los inversores de energía para el sistema de energía solar con paneles y los controladores de carga para los sistemas de energía solar con paneles. Otro aliciente relacionado con la energía fue el regreso del subsidio de energía y gas natural para los distritos de riego y la aparición de una tarifa diferencial a pequeños productores rurales consistente en que la Nación cubrirá el valor correspondiente a un porcentaje del cincuenta por ciento (50%) del costo de la energía eléctrica y de gas que consuman las asociaciones de pequeños productores del campo, que utilicen equipos electromecánicos o de refrigeración. La figura de los distritos de riego sí estaba en el Plan Nacional del 2010 – 2014 pero fue retirado del Plan 2014 - 2018. Ahora bien, para promover el mix de nuestra matriz energética se incluyó que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable.

Una perla frente a los usuarios consiste en que antes del Plan, los usuarios del estrato 4 no pagaban contribución, solo pagaban contribución los usuarios de estratos 5 y 6. Pues bien, con la entrada en vigencia del Plan los usuarios del servicio público de energía clasificados en estrato 4, junto con los de estrato 5 y 6, comerciales, industriales y no regulados, deberán pagar una sobretasa nacional de \$ 4 por kilovatio hora de energía eléctrica consumido, con la finalidad de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de las empresas en toma de posesión en el territorio nacional. Por otro lado, se igualó la generación de energía a partir de las Fuentes No Convencionales, como son la eólica, solar y de biomasa, por ejemplo, a la generación con fuentes convencionales, hídrica o térmica, lo anterior obedece a que en adelante la energía producida a partir de fuentes no convencionales deberán cancelar una transferencia equivalente al 1% de las ventas brutas de energía por generación propia. Algo que llego en buen momento fue la potestad legal que se le dio a la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica, CREG, para definir nuevas actividades o eslabones en la cadena de prestación del servicio, aquí veo una pista de aterrizaje para las baterías que permitan el almacenamiento de la energía eléctrica. Para finalizar, la Ley del Plan cambio una regla recitada en el sector de los servicios públicos y era que solo las empresas creadas antes del año 1994 podían desarrollar de manera integrada las actividades de generación, distribución y comercialización de energía, en adelante, incluso las creadas después del año 1994 lo podrán hacer.

OGE Legal Services

20 Despacho centralizado de las renovables

Es importante que la persona interesada en la subasta de renovables identifique cómo funciona el Mercado de Energía Mayorista dado que allí es donde se ejecutará en gran medida el contrato de largo plazo durante 15 años. Así mismo, es conveniente conocer los detalles de cómo se obtiene el concepto de conexión a la red de transmisión nacional o transmisión regional para que este sea aprobado por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme.

En la subasta de renovables pueden participar proyectos de generación de energía que tengan una capacidad efectiva total mayor o igual a 5 MW, siempre y cuando se acojan, por la duración del contrato, al despacho centralizado. Lo anterior significa que los generadores ingresarán al Mercado de Energía Mayorista el cual tiene un marco regulatorio definido por la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas, y en el que se destaca la función de liquidación de las transacciones de compra y venta de energía eléctrica por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y precisamente será el ASIC quien liquidará el contrato de largo plazo que se adjudique en la subasta, por lo que resulta conveniente conocer la forma en que se registran los contratos y los nuevos agentes ante el ASIC.

Por otro lado, la participación en el Mercado de Energía Mayorista está reservada para agentes que deben ostentar la calidad de empresas de servicios públicos condición que también conlleva unos deberes y responsabilidades, como es por ejemplo registrarse ante algunas autoridades y asumir de manera anual el pago de algunos servicios. Aspectos estos que pueden ser explicados en detalle, preferiblemente, por asesores que sí hayan estado vinculados a una empresa de servicios públicos de energía eléctrica para garantizar de esa manera una adecuada orientación frente a lo que resulta después de la adjudicación del contrato. Ahora bien, para algunos agentes participantes en la subasta el entendimiento de cómo funciona el Mercado de Energía Mayorista puede pensarse que no es necesario. Sin embargo, es conveniente una actualización y adecuación al estado actual de la regulación. Esto toma relevancia si se tiene en cuenta que la armonización de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable se está logrando con nuevas normas como es el caso de las modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas, eólicas y a filo de agua junto con la fórmula de traslado de los precios del contrato de largo plazo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

Otro punto que se exige para resultar precalificado en la subasta tiene que ver con la obtención del concepto de conexión para lo cual se debe contar con una factibilidad técnica y financiera y con la presentación del cronograma del proyecto, Curva S, todo para surtir el registro del proyecto de generación mínimo en Fase 2 ante la UPME. Las condiciones aquí mencionadas son algunas de las esenciales para viabilizar la participación en la subasta y son complementarias a las señaladas por el Ministerio de Minas y Energía y la UPME.

OGE Legal Services

21 Energía, integración y comportamientos.

La conexión de las plantas solares fotovoltaicas, eólicas y/o plantas filo de agua junto con las reglas de lo que deben y no deben hacer los agentes del sector eléctrico y gasífero, son los aspectos que recientemente reguló la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, destacándose la realización de pruebas para demostrar la capacidad de respuesta de las plantas con fuentes no convencionales de energía renovable y la obligación que tienen las empresas de energía y gas de publicar en su página web una declaración suscrita por el representante legal en la cual se manifiesta el cumplimiento de reglas de correcto comportamiento.

Respecto de la generación con fuentes renovables la CREG a través de su resolución 060 de 2019 ha seguido trazando la hoja de ruta para facilitar su integración. En esta ocasión, aunque de manera temporal, ha señalado el deber de reportar variables meteorológicas que permitan medir la confiabilidad y la posibilidad de respaldo que tienen los activos de generación con recurso solar o eólico. Así mismo, pero desde la parte comercial, se definió que al momento de participar en la oferta de precio en la bolsa de energía estos generadores deben reflejar en su precio los costos de oportunidad de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta si es viable o no económicamente comprometerse a entregar su energía.

En cuanto a las reglas de comportamiento que la CREG definió a través de su resolución 080 de 2019, se evidencia un fortalecimiento en el deber de inspección, control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por otro lado se destaca una serie de obligaciones que deben cumplir las empresas a más tardar en el mes de enero del año 2020. Las nuevas obligaciones son aplicables a todos los agentes que participan en los eslabones de la cadena para la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica, gas natural y Gas Licuado de Petróleo, GLP, y algunas de las principales son: (i) Elaboración de reglamentos y procedimientos al interior de las empresas prestadoras del servicio, (ii) Participar en transacciones que sí tengan la intención o capacidad de cumplir, (iii) publicar información en formatos que determine la autoridad de control, (iv) Revelar de forma efectiva a sus usuarios, entidades de regulación, inspección, vigilancia y control, las situaciones de conflicto de interés que resulten de situaciones particulares y específicas que surjan durante el desarrollo de sus actividades.

Uno de los buenos comportamientos exigidos a los prestadores de servicios públicos es en relación con los cobros no previstos en la regulación, en donde se le exige que estos cobros deben ser explícitos, objetivos y verificables para lo cual deben tener soportes de los costos asociados a los cobros realizados y hacer una desagregación de precios. En caso contrario esa empresa puede ser sujeto de investigación y sanción por parte de la Superintendencia. Dentro de los servicios que cobran algunos agentes y que su costo no está previsto en la regulación se me ocurre los relacionados con los estudios de conexión que deben tener los generadores de energía para acceder a las redes locales, regionales o nacional, así como construcción de gasoductos dedicados para atender a algunos usuarios no regulados, entre otros. En términos generales, nuestra regulación sigue fortaleciéndose y alineándose a los cambios que la arquitectura del sector energético colombiano viene experimentando con las fuentes no convencionales de energía renovable y el ingreso de nuevos agentes prestadores de los servicios públicos de energía y gas.

OGE Legal Services



OGE

OIL GAS ENERGY
Legal Services



OGE

OIL GAS ENERGY

Legal Services