



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**PROPUESTA PARA LA ADOPCIÓN DEL
MERCADO ORGANIZADO –
Análisis de comentarios a la
Resolución CREG 090 de 2011**

DOCUMENTO CREG-081
Septiembre 6 de 2013

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

CONTENIDO

CONTENIDO	192
I. INTRODUCCIÓN	195
II. ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2011.....	196
2.1. PRODUCTO	197
2.1.1. PERIODO DE PLANEACIÓN	197
2.1.2. PERIODO DE COMPROMISO.....	198
2.1.3. DISTRIBUCIÓN HORARIA	199
2.2. DEMANDA OBJETIVO	200
2.3. SUBASTA	202
2.3.1. ESQUEMA DE SUBASTA.....	202
2.3.2. PARTICIPACIÓN EN LA SUBASTA	203
2.3.3. INTEGRACION VERTICAL	204
2.3.4. NUMERO DE SUBASTAS.....	205
2.3.5. CANTIDAD A COMPRAR.....	206
2.3.6. OPORTUNIDAD PARA REALIZAR LAS SUBASTAS.....	206
2.3.7. FUNCION DE DEMANDA.....	207
2.3.8. SUBASTA DE SOBRE CERRADO.....	208
2.3.9. REGLAS DE LA SUBASTA	209
2.3.10. AUDITORÍA DE LA SUBASTA.....	209
2.3.11. PRECALIFICACIÓN	210
2.3.12. CASOS ESPECIALES DE SUBASTA.....	210
2.3.13. INFORMACIÓN.....	211
2.3.14. EVALUACION EXPOST.....	211
2.3.15. RESPONSABILIDAD DEL ADMINISTRADOR.....	212
2.3.16. ORIGEN DE LOS RECURSOS.....	213
2.3.17. CAPACITACIONES	213
2.3.18. CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO.....	214
2.3.19. COMENTARIOS DE FORMA.....	214
2.4. LIQUIDACIÓN	216
2.5. MERCADO SECUNDARIO	219

192

2.6.	TRANSICIÓN.....	221
2.7.	GARANTÍAS	222
2.7.1.	COMPETENCIA LEGAL DE LA CREG.....	222
2.7.2.	CAPACIDAD Y CUPO DE ENDEUDAMIENTO DE LOS AGENTES	223
2.7.3.	GARANTÍAS EN LOS CONTRATOS BILATERALES VIGENTES	223
2.7.4.	GARANTÍAS Y PROCESOS CONCURSALES	224
2.7.5.	TRANSFERENCIA DEL COSTO DE LAS GARANTÍAS AL USUARIO FINAL 224	
2.7.6.	BENEFICIO DEL SECTOR FINANCIERO	224
2.7.7.	PERFILES DE RIESGO Y PATRIMONIO TÉCNICO	225
2.7.8.	COBERTURAS Y GMF.....	225
2.7.9.	DESCUBRIMIENTO DE PUNTAS EN LA SUBASTA Y NEGOCIACIÓN DE GARANTÍAS BILATERALES	225
2.7.10.	PERIODO DE LIQUIDACIÓN	226
2.7.11.	BENEFICIARIO DE LA EJECUCIÓN DE LAS GARANTÍAS.....	226
2.7.12.	CAPACIDAD DEL SECTOR FINANCIERO.....	227
2.7.13.	VERIFICACIÓN DE LAS CALIFICACIONES DE RIESGO Y PERIODICIDAD DE MEDICIÓN.....	227
2.7.14.	RETIROS Y CESIONES	227
2.7.15.	CÁMARA DE RIESGO CENTRAL DE CONTRAPARTE	227
2.7.16.	VIGENCIA DE LAS GARANTÍAS.....	228
2.7.17.	SUFICIENCIA FINANCIERA Y CALIFICACIÓN DE RIESGO.....	229
2.7.18.	GARANTÍA DE PARTICIPACIÓN EN LA SUBASTA.....	229
2.7.19.	RIESGO SISTÉMICO.....	230
2.7.20.	VALORACIÓN DE LAS GARANTÍAS MOR VS CRCC	230
2.7.21.	ARTÍCULOS 45 Y 46	231
2.7.22.	GARANTÍAS Y DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	231
2.7.23.	GARANTÍAS COMERCIALIZADOR - VENDEDOR	232
2.7.24.	EXPOSICIÓN EN BOLSA Y GARANTÍAS	232
2.7.25.	GARANTÍAS Y TRASLAPE DE TIEMPOS	232
2.7.26.	INCREMENTO EN EL COSTO DE LAS GARANTÍAS EN EL SECTOR FINANCIERO.....	233

2.7.27. GARANTÍAS ANTE RETIRO DEL MERCADO Y LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	233
2.7.28. MEDIDAS COMPLEMENTARIAS EN EL ESQUEMA DE GARANTÍAS	234
2.7.29. ARTÍCULO 52	234
2.7.30. DISPARIDAD EN LAS GARANTÍAS	235
2.7.31. DISCRIMINACIÓN Y BARRERAS	235
2.7.32. IMPACTO DE LAS GARANTÍAS DEL MOR CUANDO SE ACABE LA CONTRATACIÓN PREVIA	236
2.7.33. RESPALDOS EN LAS GARANTÍAS	237
2.7.34. MONEDA DE LAS GARANTÍAS	237
2.7.35. ARTÍCULO 61	237
2.7.36. REGISTRO Y CESIONES	238
2.7.37. ARTÍCULO 42	238
2.7.38. ARTÍCULO 45	238
2.7.39. ARTÍCULO 47	238
2.7.40. ARTÍCULO 62	239
2.7.41. ARTÍCULO 63	239
2.7.42. ARTÍCULO 65	239
2.8. TRANSACCIONES EN EL MERCADO	239
2.9. OTROS COMENTARIOS ESPECÍFICOS	242
2.10. TEMAS TRASVERSALES	252
Anexo 1	256
Anexo 2	258
Anexo 3	261
Anexo 4	263

PROPUESTA PARA LA ADOPCIÓN DEL MERCADO ORGANIZADO, MOR. Comentarios a la Resolución CREG 090 de 2011

I. INTRODUCCIÓN

En el proceso de análisis para la definición del componente G de la fórmula tarifaria del usuario final regulado de energía eléctrica, la Comisión identificó serios problemas en el esquema de contratación bilateral de energía con destino al mercado regulado y determinó la necesidad de buscar un mecanismo que garantizara la formación eficiente de precios en la compra de energía para el mercado regulado. Estos análisis se encuentran contenidos en el Documento CREG 065 de 2006.

Con base en la propuesta planteada en el Documento CREG 065 de 2006 se contrató al profesor Peter Cramton para realizar el diseño de la subasta a implementar. La propuesta del profesor Cramton fue publicada mediante Circular CREG 044 de 2007 y se presentó a los agentes en taller realizado el día 23 de agosto de 2007.

Mediante el Decreto 387 de 2007 el Gobierno definió unas políticas generales sobre la comercialización de energía eléctrica y específicamente estableció que “*Se reconocerá el costo de la energía adquirida por los comercializadores minoristas que atienden usuarios regulados. Dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.*”

Mediante Resolución CREG 119 de 2007 se adoptó “...la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.”

Con fundamento en el trabajo realizado a partir de la presentación de la propuesta contenida en el Documento CREG 065 de 2006 la Comisión aprobó y presentó una nueva propuesta contenida en el Documento CREG 077 de 2008 *Documento de Trabajo “Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR”*.

Mediante Resolución CREG 023 de 2009 la Comisión ordenó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se adopta el Mercado Organizado–MOR”, y se invitó a los agentes y demás interesados a remitir sus comentarios.

Mediante Resolución CREG 069 de 2009 se hizo público y se invitó a presentar comentarios al proyecto de “Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía del Mercado Organizado – MOR”.

En la Resolución CREG 090 de 2011 la Comisión publicó para comentarios la propuesta regulatoria para la adopción del Mercado Organizado, la cual incluye la propuesta de reglamento para la subasta MOR.

Los Documentos CREG 072 y 073 contienen el estudio y respuesta a los comentarios y observaciones que presentaron los interesados al proyecto de regulación contenido en las Resoluciones CREG 023 y 069 de 2009.

El propósito de este Documento analizar y responder los comentarios recibidos y presentar los ajustes realizados la propuesta contenida en la Resolución CREG 090 de 2011 como resultado de este análisis.

Comentarios Resolución CREG 090 de 2011

EMPRESA	RADICADO
Profesionales en Energía S.A. E.S.P.	E-2011-008594
ACCE	E-2011-008596
Isagen S.A. E.S.P.	E-2011-008928
Gecelca S.A. E.S.P.	E-2011-009044
Empresa de Energía de Cundinamarca SA ESP	E-2011-009066
Empresa de Energía del Pacífico SA ESP	E-2011-009070
Codensa SA ESP	E-2011-009072
Chivor SA ESP.	E-2011-009082
Generarco SA ESP	E-2011-009088
Coenersa SA ESP	E-2011-009089
Asocodis	E-2011-009094
Enerco SA ESP	E-2011-009121
Energía Social de la Costa SA ESP	E-2011-009101
Compañía Colombiana de Inversiones SA ESP	E-2011-009098
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	E-2011-009392
XM Compañía de Expertos SA ESP	E-2011-009133
ANDEG	E-2011-009113
ACOLGEN	E-2011-009119
Gas Natural Fenosa	E-2011-009092
Enermont SA ESP	E-2011-009206
Universidad de los Andes	E-2011-009099
Empresas Municipales de Cali, EMCALI ESP	E-2011-009095
ANDESCO	E-2011-009109
Energía Eficiente E2 SA ESP	E-2011-009116
Empresas Públicas de Medellín, EEPPM ESP	E-2011-009097
Comité Asesor de Comercialización, CAC	E-2011-009155
Termotasajero SA ESP	E-2011-009114
Emgesa SA ESP	E-2011-009267
Vatia SA ESP	E-2011-009100
Enertotal SA ESP	E-2011-009115
Americana de Energía SA ESP	E-2011-009090
DICEL	E-2011-008515

II. ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2011

A continuación se resumen los principales comentarios realizados por los agentes a la Resolución CREG 090 de 2011 y las respuestas, agrupados por cada uno de los elementos que conforman el MOR y reunidos por temas:

2.1. PRODUCTO

2.1.1. PERIODO DE PLANEACIÓN

Comentario

- Implementar un producto con periodo de planeación fijo, para mitigar los posibles cambios bruscos de precio de un año al otro.

Respuesta

La utilización de un período de planeación fijo se analizó en el documento soporte de la resolución CREG 090 de 2011, y se descartó por el hecho de que dificulta hacer ajustes ante una posible subasta fallida, por efectos de iliquidez en el mercado secundario, y dado que la práctica comercial actual es transar productos de 1 o 2 años calendario.

Comentarios

- Establecer un período de planeación de la subasta de mínimo 1 año para evitar el efecto de las percepciones de corto plazo.
- Completar la contratación en un período entre 24 y 6 meses para que se asemeje al esquema actual.
- Aumentar el período de planeamiento de mínimo 1 año, para que los agentes no tengan información sobre las variables hidrológicas.
- Fijar un período de planeación entre 1 y 3 años para hacer factible la participación de nueva oferta, aumentando la competencia.
- El período de compromiso de 1 año no permite mitigar riesgos asociados a los cambios externos del mercado.

Respuesta

El esquema propuesto contempla que el período de planeación mínimo, salvo condiciones especiales, sea de alrededor de 1 año.

Comentario

- Incluir un tiempo mínimo y máximo de planeación para cada producto.

Respuesta

Los tiempos de planeación se establecen en la convocatoria de cada subasta, por lo que no se considera que se requiera definir estos límites en la resolución definitiva.

Comentario

- Fijar en el acto administrativo final los criterios que, en cada subasta, considere la Comisión para determinar el período de planeación.

Respuesta

El periodo de planeación se establece con el objetivo de que exista incertidumbre sobre las condiciones de hidrología del período de compromiso, y a su vez no sea tan lejano que el precio de oferta se afecte por efecto de gran incertidumbre en variables como la demanda del sistema y la expansión del parque de generación.

2.1.2. PERIODO DE COMPROMISO

Comentarios

- Utilizar productos mensuales que se ajusten al perfil de generación de los agentes.
- Abrir la posibilidad de ofrecer cantidades mensuales diferentes dentro del período de compromiso para que las plantas hidráulicas puedan ajustar su oferta a las características de su cuenca hidrológica.

Respuesta

La duración anual del producto permite complementar el riesgo de compradores y vendedores, por lo tanto no se acepta la propuesta.

Comentarios

- Utilizar un producto con período de compromiso de 5 años, y un período de planeación de 1 a 3 años.
- Ampliar el período de compromiso del producto a 2 años para lograr una formación de precio de largo plazo.
- Aumentar el período de compromiso de los contratos a 5 años y el de planeación de mínimo 1 año.
- Establecer un período de compromiso de máximo 4 a 5 años, permitiendo que los generadores definan este.
- Aumentar el período de contratación a dos años.
- Ampliar el período de compromiso a más de 2 años, dado que dicho período disipa las expectativas de riesgo en presencia del fenómeno de El Niño.
- Extender el período de compromiso de 3 a 4 años.
- Ampliar el período de compromiso de 2 a 4 años, para mitigar las variaciones en los precios, incorporar señales de largo plazo, estabilizar los precios al usuario final, y dar señal de estabilidad de ingreso a los agentes.

Respuesta

La utilización de un período de compromiso mayor haría más costosas las garantías para algunos participantes, lo cual desincentivaría la participación en el MOR. Se considera que el esquema propuesto de subastar productos anuales para diferentes años incentiva la participación y permite una cobertura de largo plazo.

Comentario

- Por la forma en la que está definido el producto podría producirse una variación en el componente G de un año al otro.

Respuesta

Dado que se va a cubrir la demanda con varias subastas celebradas en diferentes períodos de tiempo, amortigua posibles variaciones de precio entre un año y el siguiente.

Comentario

- Aumentar el horizonte de negociación a tres años mediante los contratos anuales propuestos, dado que esto constituye la práctica normal del mercado.

Respuesta

Se considera que contratar para dos períodos de compromiso es suficiente para dar cobertura de largo plazo a la demanda. No obstante mediante avance el esquema se puede aumentar esta cobertura.

2.1.3. DISTRIBUCIÓN HORARIA

Comentarios

- Ofrecer un producto con un perfil diferenciado entre períodos horarios de punta y valle.
- Rescatar la propuesta de utilizar productos de tres bloques horarios con el fin de enviar señales horarias de precios.
- Ajustar el producto a las condiciones de estacionalidad y con las distribuciones horarias de base y punta.
- Es importante que la Comisión considere que con la entrada de la propuesta MOR el usuario final percibe una señal de precio único sin diferenciación horaria, tanto en el caso regulado como en el no regulado, lo cual es un retroceso en término de incentivos para la gestión de la demanda. Dicha gestión permite optimizar el uso de la capacidad instalada y conduce a un uso eficiente de los recursos. Por lo anterior, se solicita no eliminar la señal horaria de los precios de la generación.
- El producto no permite ajustar al precio de compra, la gestión y resultado de Programas de Uso Racional y Eficiente de energía – URE.

Respuesta

Utilizar más de un producto en la subasta MOR (valle y punta) agrega complejidad a la subasta, y adicionalmente no se considera necesario dado que la gran mayoría de usuarios regulados no tienen medidores horarios, por lo que una señal de precios horaria no se transferirá a estos usuarios.

Comentario

- Presentar la curva horaria en términos unitarios para simplicidad.

Respuesta

Se requiere que la curva horaria se defina en kWh enteros, los cuales son la mínima unidad de negociación y liquidación en el mercado.

Comentario

- Revisar periódicamente las unidades horarias de energía, con el fin de que el producto no se aleje de la realidad de la demanda nacional.

Respuesta

Se acepta la propuesta y se hace el ajuste pertinente a la resolución.

2.2. DEMANDA OBJETIVO

Comentario

- Las proyecciones propuestas no consideran el evento de desregularización.

Respuesta

Las proyecciones que elabora la UPME y los agentes comercializadores deberían considerar la regulación vigente al momento de elaborar los pronósticos. Por lo tanto, si al momento de elaboración de las proyecciones la CREG ha tomado alguna determinación sobre el cambio del nivel para ser considerado como usuario no regulado, los pronósticos de demanda se ajustarán para tener en cuenta esta situación.

En la resolución definitiva se darán lineamientos sobre los elementos mínimos que se deberían tener en cuenta en la elaboración de los pronósticos de demanda.

Comentario

- Los agentes comercializadores deberían reportar las proyecciones de demanda desagregadas teniendo en cuenta las variables explicativas.

Respuesta

De acuerdo con el comentario y en la resolución definitiva se solicita que las empresas comercializadoras entreguen junto con las proyecciones, documento soporte que debe cumplir con los lineamientos que se definen en la norma.

Comentario

- La verificación se debe realizar por agente comercializador lo que implica proyección individualizada por parte de la UPME.

Respuesta

Para el caso del MOR no se considera necesario proyecciones individualizadas dado que las compras de energía se van a hacer para todo el mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional.

Comentario

- Considerar en las proyecciones el alumbrado público.

Respuesta

Para el caso del MOR no se considera necesario reportar proyecciones de los sectores diferentes al mercado regulado, dado que es para éste último caso que se van utilizar las citadas proyecciones.

Comentario

- Falta claridad en definir la semana en que se debe remitir las proyecciones.

Respuesta

El proyecto de resolución define que las proyecciones se deben entregar tres veces al año dentro de la tercera semana de los meses de febrero, junio y octubre. Sin embargo, se dará claridad para que tenga una fecha definida.

Comentario

- Revisar la fórmula para la proyección agregada en lo que concierne a los subíndices.

Respuesta

Se acepta el comentario y se hará la revisión respectiva.

Comentario

- La demanda no puede ser concebida como una sola demanda nacional, dado que incrementaría el riesgo para los compradores, resultado de las variaciones entre su curva y/o la del mercado y el agregado nacional.

Respuesta

El agregado nacional se compone de la demanda de los diferentes comercializadores, siendo que el MOR compra para atender la demanda agregada pero cada uno de los comercializadores se les asignan las cantidades de acuerdo con su consumo horario en el momento de liquidación del mismo, por lo tanto, no se identifica que exista el riesgo de cantidad señalado por tener curva de demanda diferente a la del agregado nacional.

Comentario

- Para las tasas de crecimiento histórico tomar la demanda real sin considerar las pérdidas en el STN.

Respuesta

Se considera que la demanda comercial que corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN, refleja la energía que requiere el comercializador comprar al mercado. Por lo tanto, las tasas de crecimiento que se obtiene de esta

información reflejan de manera más aproximada el comportamiento de la demanda regulada para ese mercado.

Comentario

- Se acotan las tasas de crecimiento de demanda al comportamiento histórico de los últimos cinco años. Al hacerlo, podrían estarse descartando cambios coyunturales factibles en las variables que afectan la evolución de la demanda

Respuesta

La metodología de verificación de las proyecciones de demanda construye un túnel de verificación con la información de las tasas de crecimiento histórica de los últimos cinco (5) años y la proyecciones de la UPME, siendo que en el último caso, entendemos, se incorporan las variables más significativas que a futuro afecten la demanda. En ese sentido la situación planteada en el comentario se considera a través del ejercicio de proyecciones de la UPME.

Comentarios

- Se propone solamente subastar el 95% de la demanda regulada estimada para evitar sobrecontrataciones.
- No contratar valores cercanos al 100% de la demanda estimada, para reducir la probabilidad de sobrecontratación.
- Implementar un factor de seguridad aplicable a la demanda proyectada, que sea menor a uno y reduzca el riesgo de sobrecontrataciones.
- Evaluar si la coyuntura de oferta a mediano plazo podría generar efectos inconvenientes, en caso de que se obligue a la demanda regulada a contratar la totalidad de su demanda.

Respuesta

Estas consideraciones las tendrá en cuenta la CREG al momento de definir la convocatoria de cada subasta.

2.3. SUBASTA

2.3.1. ESQUEMA DE SUBASTA

Comentarios

- El mercado eléctrico colombiano está conformado mayormente por empresas que son tanto generadores como comercializadores – distribuidores, y que además presenta una alta concentración de la generación y el consumo en unos pocos agentes, consideramos que el esquema de subasta propuesto puede derivar en que se facilite el ejercicio del poder de mercado de estos agentes.
- Dado el esquema de participación obligatoria de los comercializadores (para demanda regulada), en contraposición con lo dispuesto para la generación, no garantiza la participación activa de la demanda. Por el contrario, la integración vertical presente en el mercado eléctrico, podría desvirtuar la participación de la demanda en la subasta.

Respuesta

El mecanismo de subasta propuesto busca disminuir el efecto de la concentración de la oferta reduciendo la posibilidad de segmentar el mercado y neutraliza el efecto de integración vertical para atender la demanda regulada al ser subastas anónimas. El MOR es un mecanismo que permite la concurrencia de la oferta y la demanda en condiciones de anonimato y la definición de precios en condiciones de transparencia.

2.3.2. PARTICIPACIÓN EN LA SUBASTA

Comentarios

- No hay un tratamiento equitativo entre la oferta y la demanda para participar en el esquema planteado.
- Se solicita modificar el esquema propuesto, e involucrar un mecanismo que permita la concurrencia y participación tanto de la oferta como la demanda, en igualdad de condiciones.
- Ante la no participación obligatoria del Vendedor en la subasta, es probable que gran parte de la demanda se tenga que comprar, a precio bolsa.
- Las condiciones de anonimato establecidas en la propuesta MOR es uno de los aspectos más importantes del esquema que debe conducir a que no haya discriminación contra algún tipo de usuarios regulados o área geográfica en particular.
- La demanda tendrá que pagar un precio (MOR) en un mecanismo de subasta en la que es sujeto pasivo.
- Dada la no obligatoriedad de participación del Vendedor, si la demanda no compra a precio MOR, tendrá que comprar a PRECIO BOLSA, el cual se forma exclusivamente con la participación de los posibles vendedores del MOR.
- En lugar de PROPICIAR la competencia la CREG, estaría introduciendo señales ANTICOMPETITIVAS e incrementando la concentración del mercado y por ende propiciando crecimientos de precios.

Respuesta

Como se indicó en los Documentos CREG 077 de 2008, 018 de 2009 y 072 de 2011 que sustentan la propuesta y las Resoluciones de Consulta del MOR, el propósito de la participación pasiva y obligatoria para la demanda regulada es garantizar la igualdad de condiciones y la formación de precios eficientes.

La participación de la demanda en la definición de precio no se está limitando con el esquema MOR. Los usuarios no regulados siguen participando activamente y voluntariamente en el mercado y se establecen mecanismos adicionales para facilitar su participación.

El usuario regulado por definición es pasivo en la determinación de su tarifa. El MOR permite establecer un precio de compra para estos usuarios mediante un esquema de mercado.

Comentario

- No es claro que todos los oferentes vayan a querer participar en el MOR en lugar de vender su producto en el mercado spot u otras alternativas. Si algún oferente decide no participar es muy probable que exista un exceso de demanda en el mercado.

Respuesta

El objetivo del MOR es comprar la cantidad energía suficiente para obtener un cubrimiento adecuado y precio eficiente. El tamaño del mercado en el MOR será el incentivo para que los agentes vendedores tengan el interés de participar.

Comentario

- Para evitar que una subasta en particular este cerrando con unos precios considerados demasiado altos para la demanda, se puede implementar un mecanismo en el cual si la subasta está cerrando a un precio con un porcentaje superior a la subasta anterior, porcentaje definido ex ante por la comisión, se tome la decisión de suspender esta subasta y convocarse nuevamente dentro de un plazo prestablecido.

Respuesta

La función de demanda permite controlar precios excesivos con la elasticidad de la función para precios superiores a cierto nivel que debe definir la Comisión.

Comentario

- Los oferentes pueden encontrar beneficios al dejar expuesta a la demanda regulada a la bolsa. Históricamente se ha visto que el precio de la bolsa de energía se incrementa en la medida en que el mercado este menos contratado.

Respuesta

Desde los inicios del mercado de energía mayorista, tanto los comercializadores como los generadores han optado por celebrar contratos para protegerse mutuamente del riesgo del precio de bolsa, lo cual es lógico dada la complementariedad de cubrimiento de riesgo mutuo, y lo que sucede en otros tipos de bienes transables.

2.3.3. INTEGRACION VERTICAL

Comentarios

- Los agentes no tienen información sobre quién está participando en el mercado. Por consiguiente, no se identifican argumentos que sustentan la restricción de participación de compradores voluntarios y vendedores con vinculación económica.
- Es inconveniente la medida de prohibición de actuar en el MOR de manera simultánea como compradores voluntarios y vendedores.

Respuesta

En el numeral 2.3.6 del Documento CREG 072 de 2011, se explicó que la participación como vendedor y comprador a un mismo agente o aquellos con vinculación económica en las subastas en donde se compra energía con destino a la demanda no regulada puede crear incentivos para que el comercializador integrado verticalmente ejerza estrategias que afecten la transparencia y la eficiencia del proceso. Por tal motivo, no se permite la participación de agentes compradores voluntarios y vendedores con vinculación económica.

Comentario

- Presentar para comentarios el mecanismo que tiene diseñado la CREG para controlar la participación de agentes con vinculación económica, con lo cual se desea propiciar la competencia en el sector de energía e impedir abusos de posición dominante.

Respuesta

Se ajusta el texto de la resolución para señalar expresamente el tipo de vinculación económica que no se aceptará par efectos de participación en la subasta.

2.3.4. NUMERO DE SUBASTAS

Comentarios

- Que la Comisión establezca las condiciones mínimas en las cuales realizaría la subasta. Elementos como el Número de participantes, el precio de inicio de la subasta que incentive la participación de la oferta, las condiciones de participación, la estructura de la subasta de reloj descendente, el exceso de oferta entre cada ronda a realizar, entre otras.
- Se debe definir un número mínimo de subastas a realizarse para asignar la demanda del periodo a contratar... Se sugiere la utilización de mínimo 6 subastas.
- Solicitamos que se aclare el número mínimo de subastas, la metodología de cálculo de la curva de demanda regulada.
- Es necesario que quede claramente definido el número anual de subastas y se adopte un porcentaje máximo de la demanda anual a comprar en cada subasta, por ejemplo un 25%.
- Con el objeto de tener mayor claridad sobre la frecuencia de las subastas, solicitamos que en la resolución definitiva se especifique el número mínimo de las mismas. Recomendamos que sean mínimo 4.
- Establecer de forma explícita un mínimo de cuatro (4) subastas para cada periodo de compromiso.
- Establecer el número de subastas a realizarse en cada año. Así como el porcentaje de energía a contratar por subasta.
- Que se defina un número mínimo de subastas al año para compra de la energía a abastecer la demanda, en las cuales no supere el 30% del valor total de la demanda que se iría a transar. Se considera que cuatro subastas al año como mínimo permitirían un dinamismo de mercado.
- Debería definirse el número de subastas a realizar, y las condiciones bajo las cuales se podría dar una subasta adicional en el periodo de planeación de un periodo de compromiso dado.

- Aunque en el taller se aclaró sobre la posibilidad de realizar hasta 5 subastas, esta consideración no está explícita en el articulado de la resolución correspondiente.
- Se solicita que las subastas se realicen en fechas definidas. De igual manera que el número de subastas y la cantidad de energía a subastar sean de un tamaño tal que promuevan la competencia, garanticen una oferta suficiente e incentiven la participación del mayor número de oferentes.

Respuesta

La definición en la Resolución de un número fijo de subastas a realizar al año, no es indispensable para el buen funcionamiento del esquema y en cambio si puede dar rigidez para adaptarse a las condiciones que se vayan presentando en el desarrollo del mercado. Es por esto que la CREG establecerá oportunamente el número de subastas a desarrollarse en cada año y de acuerdo con las necesidades. La CREG considerará un número mínimo de subastas a realizarse de dos (2).

2.3.5. CANTIDAD A COMPRAR

Comentarios

- Que se establezca que la demanda objetivo a contratar en una subasta corresponda al 25% de la demanda agregada regulada del periodo de compromiso.
- Que se defina el porcentaje máximo de la demanda objetivo anual a subastar en cada proceso de compra. El porcentaje que recomienda el Comité es el 25% como máximo en cada subasta, con lo cual se obtiene un número mínimo de 4 subasta al año.
- Es necesario tener cierta certeza sobre la cantidad de energía que requiera la Demanda Regulada y el mecanismo para poder contratar la demanda que no se logre asignar vía el MOR, en aras de tener un procedimiento claro tanto para la demanda como para la oferta, con cierta discrecionalidad para la Comisión, se propone que la demanda a asignar se determine en un rango de +/- 5% del histórico de contratación de Demanda Regulada.

Respuesta

Tal y como se respondió en el numeral 2.3.2 del Documento CREG 072 de 2011, los porcentajes en relación con la cantidad de demanda regulada a comprar en cada una de las subastas no se establecerá como un valor fijo en la resolución definitiva, estas serán definidas por la Comisión con anticipación a cada subasta y de acuerdo con el número de subastas que se realicen.

2.3.6. OPORTUNIDAD PARA REALIZAR LAS SUBASTAS

Comentario

- Es necesario que la CREG establezca un cronograma anual de subastas para no depender de la expedición de una resolución para cada subasta que se realice.

Respuesta

La CREG en las resoluciones de convocatoria establecerán las fechas de las posibles subastas que se desarrollaran en el año.

2.3.7. FUNCION DE DEMANDA

Comentarios

- Es indispensable que se establezcan los criterios que utilizaría el regulador para definir la función de demanda en cada subasta.
- Es importante que la resolución definitiva que adopte el MOR contenga los criterios generales que serán tenidos en cuenta para determinar la función de demanda en cada subasta.

Se propone tomar la siguiente referencia de precios:

- Pp1: Precio de cierre de subastas exitosas anteriores indexado y afectado por un factor de +/- 5%, que introduce un margen de incertidumbre para el vendedor y que la CREG publicaría luego de la subasta, similar al mecanismo empleado en las subastas del cargo por confiabilidad. Para los años en los que coexisten contratos de licitaciones para el mercado regulado y el MOR, se podrían emplear los precios de contratos indexados y afectarlos por el mismo factor de incertidumbre. En la primera subasta que se realice para un año específico, se sugiere tomar como referencia el precio MOR del año anterior indexado y afectado por el factor de incertidumbre.
- Pp2: Al nivel que logre incentivar la mayor participación posible de la oferta al inicio de la subasta.
- Es importante conocer la metodología que utilizaría la CREG para establecer los precios y la demanda objetivo.
 - Que la CREG busque señales que consulten la dinámica del mercado para definir los parámetros Pp1 y Pp2 y para la determinación de la demanda objetivo.
 - Que la función de demanda involucre señales de mercado: Pp1: precio de cierre de subastas exitosas anteriores, para el mismo periodo de compromiso indexado y afectado por un factor +/- 5%. El Pp2 su valor debe ser tal que genere el incentivo suficiente para atraer suficiente oferta para el inicio de la subasta.
 - Revisar la participación de los comercializadores frente a las funciones que está asumiendo la CREG como organismo decisor en los procesos de compra de energía para el mercado regulado.
 - Ante el papel de la CREG, preocupa que no exista una política clara de contratación y quede a discreción de la CREG en su momento. Por lo cual se propone que la CREG establezca una metodología clara en la definición de las principales variables, lo cual sugerimos se encuentre contenida en el reglamento de subasta de la resolución definitiva.

Respuesta

Como se indicó en el Documento CREG 072 de 2011 numeral 2.3, varios parámetros de las subastas del MOR van a ser confidenciales, como son el número de subastas que se realizarán para comprar la energía de un determinado periodo, el precio Pp1, el valor exacto de la demanda objetivo de cada subasta y el exceso de oferta al final de cada ronda.

207 JAAA

Lo anterior tiene el objetivo de desincentivar posibles comportamientos no competitivos y/o estratégicos que afecten la formación eficiente del precio, y se basa en las recomendaciones realizadas por Harbord y Pagnozzi (2008, páginas 18 y 19).

2.3.8. SUBASTA DE SOBRE CERRADO

Comentario

- En el artículo 22 se establece la obligación del Administrador de contratar al subastador para los casos en los cuales la subasta sea de reloj descendente. Sin embargo, en el numeral 3.2.3., del Anexo 3 se establece que la publicación de tipo de subasta se realizará al menos cinco (5) días hábiles antes de la celebración de la misma. Debe tenerse en cuenta que la contratación del subastador se toma un tiempo considerable, por lo cual debe iniciarse con bastante anticipación a la fecha prevista para la realización de la subasta. Cuando el regulador tome la decisión de realizar subasta de sobre cerrado en un momento cercano al plazo establecido en el numeral 3.2.3, ya el Administrador habrá incurrido en los principales costos asociados con el subastador, lo cual se refleja en mayores costos de transacción para el proceso.

Respuesta

El tratamiento al subastador debe ser incluido en la flexibilidad del contrato.

Comentario

- Se establece la oferta y la competencia insuficiente como causales para modificar o ajustar el mecanismo de subasta, si se declara subasta de tipo de sobre cerrado, no necesariamente se da cumplimiento al principio de eficiencia citado en la Resolución 090.

Respuesta

En este comentario no es claro el por qué se afirma que no se estaría cumpliendo con el principio de eficiencia, la literatura sobre el tema considera adecuada la subasta de sobre cerrado en condiciones de baja participación¹.

Comentario

- Cómo la subasta de sobre cerrado puede subsanar las debilidades estructurales de mercado en las situaciones en las cuales se determine la existencia de condición especial.

Respuesta

La Comisión considera que en los casos donde se determina baja competencia, la subasta de sobre cerrado es menos propensa que la de reloj descendente para que se presente colusión.

¹ P Klemperer. "What really matters in auction design" 2002

Comentarios

- Aclarar en el literal b) del numeral 3.2.1 del anexo 3, los criterios para la toma de decisiones que conducirán a realizar una subasta de sobre cerrado ante condiciones de competencia insuficiente.
- En primer lugar aclarar si la determinación de una condición de este tipo sólo se puede dar con anterioridad al inicio de la subasta.
- En segundo lugar, agradecemos se de claridad acerca de las decisiones que se adoptaría en el caso en que se identifique que un agente o un grupo de agentes de un mismo grupo empresarial son pivotales respecta a la demanda residual. La subasta de sobre cerrado no es la mejor opción para la subasta, dado que los agentes han participado en la subasta habrían obtenido información a lo largo de la subasta de reloj descendente fallida que les permitiría rediseñar su estrategia para participar en la subasta de sobre cerrado.
- Es importante que la resolución definitiva que adopte el MOR contenga las condiciones específicas que determinan la realización de subastas tipo sobre cerrado.
- Aclarar que la subasta de sobre cerrado se desarrollaría como última alternativa en las asignaciones de energía del MOR y obedezca a casos especiales.
- La decisión de adoptar subasta de sobre cerrado debe ser tomada sin dar inicio a la subasta de reloj descendente.
- Se solicita que el mecanismo de sobre cerrado sea implementado como última alternativa a utilizar en las asignaciones de energía del MOR y obedezca a casos especiales.

Respuesta

En la resolución se indica que la subasta será especial cuando por lo menos un agente sea pivotal. En este evento, la regulación propuesta plantea que el subastador pueda restar la cantidad que especifique la CREG o reduzca la cantidad hasta un 10% de la demanda objetivo de la función de demanda regulada. Si no se modifica la condición pivotal se procederá a la realización de una subasta de tipo sobre cerrado.

2.3.9. REGLAS DE LA SUBASTA

Comentario

- La CREG podría apoyarse en los agentes comercializadores para determinar la reglas de cada subasta o por lo menos en un comité que represente la demanda.

Respuesta

Las reglas generales de la subasta, estarán establecidas en la Resolución definitiva, otros aspectos tales como reglamentos operativos serán definidos por el Administrador de la Subasta en su debido momento.

2.3.10. AUDITORÍA DE LA SUBASTA

Comentario

- El auditor de la subasta debería ser contratado por una entidad o agente diferente al administrador de la subasta.

Respuesta

Una auditoría contratada por los participantes podría afectar la confidencialidad de algunas de las variables de la subasta. De otro lado, en la actualidad no hay otro agente con la transparencia, experiencia, capacidad técnica y presupuestal para contratar dicho auditor. Por lo tanto, la Comisión mantiene su decisión de que la contratación de la auditoría sea función del Administrador.

2.3.11. PRECALIFICACIÓN

Comentario

- Se menciona en le "Artículo 18. Condiciones para entrar a participar en la subasta MOR,...b) declarar que no tiene impedimentos para participar" Consideramos que se debe definir y listar los impedimentos para participar, por ejemplo: quienes tengas cartera vencida, garantías pendientes por otorgar, no tener paz y salvo del ASIC, estados financieros o nivel de riesgo no adecuados, etc.
- Dejar claro a quien se le entrega y que pasa si no lo entrega en la fecha. Plazo para pedir aclaraciones.

Respuesta

El requisito previsto en el literal b) se elimina, se entiende que los interesados deben cumplir con las condiciones definidas en la regulación para participar.

Si no se entregan los requisitos exigidos de forma completa no se podrá participar en la subasta.

2.3.12. CASOS ESPECIALES DE SUBASTA

Comentarios

- Aun cuando la experticia del subastador le brinde herramientas para identificar un agente pivotal, lo que puede ocurrir en determinada subasta es que se cierre con precios cercanos al PP2 y con una cobertura de la demanda baja. La CREG determina la realización de n-subastas para lograr la cobertura de la función de demanda agregada, sin embargo pueden replicarse los resultados de la primera subasta con pequeñas cantidades asignadas a precios relativamente altos. ¿Cómo se detecta colusión de este tipo (implícita) y que acciones determinaría la CREG para corregirla?
- En los casos en los que se determine oferta insuficiente, se establece que la CREG determinará si se compra una parte o el total de la oferta disponible o si recurre a alguno de los mecanismos consignados en el numeral 3.2. del Anexo 3. Al respecto la SSPD, no tiene claridad de cuál es el criterio de elección específico.
- Establecer con suficiente oportunidad, los mecanismos que garanticen el funcionamiento adecuado de las subastas y la protección contra fallas o casos especiales.

- Es necesario que se establezca claramente los criterios y procedimientos de acuerdo con los cuales se calificaría una determinada situación como caso especial, considerar medidas para la subasta tales como: establecer el número mínimo de oferentes y vendedores que deben ser asignados en una subasta y contemplar reglas preventivas para evitar el abuso de posición dominante de cualquier oferente, pertenezco o no a un grupo empresarial.
- Las prácticas restrictivas de la competencia se deben considerar como otro tipo de falla o caso especial en la subasta.
- Establecer mecanismos que permitan que la subasta contenga todos los elementos que protejan al usuario ante situaciones de falla en el esquema (aumentos exagerados en los precios de compra), así como de una excesiva exposición a precios de bolsa en caso de participación limitada de los vendedores.
- En casos especiales se recomienda al regulador establecer las diferentes alternativas para la determinación del precio. En el caso de presentarse una situación de oferta insuficiente, resulta conveniente que la CREG detalle los beneficios que se esperan con la realización de la subastas de sobre cerrado, pues no se considera esta como una opción adecuada.

Respuesta

En el Reglamento de la Subasta, se indica que la subasta será especial cuando por lo menos un agente sea pivotal y se establece claramente el procedimiento a seguirse en este tipo de eventos.

2.3.13. INFORMACIÓN

Comentarios

- Es conveniente que la CREG reglamente el tema de la política de información considerando un balance adecuado y razonable.
- Se mantenga en la política de información, en donde al final de cada subasta se informen las asignaciones resultantes de la subasta, lo cual redunda en mayor desarrollo del mercado secundario.

Respuesta

Como se indicó en el Documento CREG 072 de 2011, la CREG considera que en la medida que se publique la información necesaria, los jugadores con posiciones dominantes tienen menos opciones de buscar juegos estratégicos y ejercer posiciones pivotales, permitiendo así asegurar la eficiencia de la subasta y asegurar un proceso eficiente de descubrimiento de precios.

2.3.14. EVALUACION EXPOST

Comentarios

- Es necesario que la Comisión realice periódicamente una evaluación expost a los resultados obtenidos en las subastas y un análisis de las condiciones económicas, energéticas, etc, que determinaron dichos resultados, con el fin de que pueda implementar los ajustes que los analices recomiendan

- Se recomienda que se establezca una evaluación periódica ex pos del funcionamiento e impacto del MOR en particular sobre los resultados obtenidos en las subastas y un análisis de las condiciones económicas, energéticas, etc que determinaron los resultados de la subasta.
- Se debe evaluar tanto de manera previa, como a través de un seguimiento ex post, los costos de transacción y si el MOR cumple con su objetivo de promover la competencia y la formación de precios eficientes para la demanda regulada.

Respuesta

Esta es una tarea constante del regulador y por tanto no es necesario incluir disposiciones específicas sobre el particular.

2.3.15. RESPONSABILIDAD DEL ADMINISTRADOR

Comentarios

- Resulta inadecuado y contradictorio que en el numeral 11 del ítem 2.5 del Anexo 3, Sistema de Subasta se exima prácticamente al Administrador de la subasta, de cualquier responsabilidad asociada con la operación de dicho sistema.
- Un comentario sobre el Anexo 3 - Reglamento de la Subasta. Numeral 2.1. Responsabilidades y Deberes del Administrador de la Subasta:
 - En relación con la capacitación a todos los agentes en el manejo y operación del Sistema de Subasta, recomendamos que se establezca una capacitación inicial y se consideren capacitaciones adicionales a los agentes en la medida que existan actualizaciones a los sistemas o ingrese un nuevo agente. Responsable de los resultados no por los daños, tendrá la debida diligencia para considerar por los casos posibles que puedan afectar los resultados.
 - Teniendo en cuenta que el Administrador del Sistema es quien escoge al Auditor y al Subastador, con el fin de garantizar que las labores se hagan en la forma que está concebida, se recomienda que la Comisión establezca las reglas para la escogencia de tales Auditores y Subastadores por parte del Administrador de la Subasta. Deberá permitirse a los agentes que tengan la posibilidad de comentarlas antes de que las mismas sean obligatorias.
- Es importante que se incentive al Administrador de la Subasta a escoger los mejores sistemas o software para la operación del mercado. En este sentido, consideramos que la limitación de su responsabilidad en relación con la suspensión o interrupción de los servicios, por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se observen en la prestación del servicio, debe estar condicionada al hecho que éste haya implementado las mejores prácticas en tecnología de la información para propender por una disponibilidad ideal.
- Establecer condiciones para la selección de los Auditores y Subastadores por parte del Administrador de la Subasta. Deberá permitirse a los agentes de comentar dichas condiciones antes de que las mismas sean aplicadas.
- Es importante que se incentive al administrador a escoger los mejores sistemas o software para la operación del mercado. Se considera que la limitación de su responsabilidad en relación con la suspensión o interrupción de los servicios, por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se observen en la prestación

del servicio, debe estar condicionada al hecho que este haya implementado las mejores prácticas en tecnología de la información para propender por una disponibilidad ideal.

Respuesta

El numeral 11 del numeral 2.5 Sistema de Subasta es claro en establecer que el Administrador de la Subasta no es responsable por suspensiones, fallas o deficiencias derivadas de limitaciones propias del sistema computacional o "por cualquier otro hecho" que escape a su control. Es decir no será responsable por aquellas situaciones en las que habiendo dado cabal cumplimiento a sus funciones y desplegado la diligencia requerida en el ejercicio de las mismas se presenten situaciones que escapan a su control y que no podrían haber sido prevenidas habiéndose realizado una gestión razonable. La Comisión no puede establecer un régimen de responsabilidad objetiva en cabeza del Administrador de la Subasta.

2.3.16. ORIGEN DE LOS RECURSOS

Comentarios

- Que metodología se utilizará para establecer el origen de los recursos para contratar al subastador, el auditor, realizar las capacitaciones, así como para establecer, operar y mantener el sistema de las subastas?
- Como se auditarán los procedimientos que realizará el ASIC?
- Los costos en que incurren los compradores serán trasladados a los usuarios regulados?
- Inferimos que los costos en que incurre el ASIC para la realización de la subasta serán sufragados en un 100% por la demanda. ¿Nuestra interpretación es correcta?

Respuesta

Los costos en que se incurrirá para contratar el Subastador, el Auditor, realizar las capacitaciones, adquirir el sistema de subasta y demás que sean necesarias para llevar a cabo la operación de la subasta del MOR, se incluyen en los cargos con que se remunera la actividad regulada de la ASIC la cual desarrolla la Empresa Expertos en Mercados - XM.

2.3.17. CAPACITACIONES

Comentarios

- Es importante que la CREG ponga a disposición de los agentes, con anterioridad a la expedición de la resolución definitiva, el simulador de la subasta y realice talleres de capacitación para los Agentes.
- Que se establezca una capacitación inicial y se consideren capacitaciones adicionales a los agentes en la medida que existan actualizaciones a los sistemas.

Respuesta

La CREG mediante la circular CREG 023 de 2009 puso a disposición de los agentes interesados en las Subastas del MOR un prototipo para la realización de pruebas, con el

objetivo de ilustrar la propuesta consignada en la Resolución CREG 023 de 2009 y 069 de 2009.

De otro lado, una vez el administrador tenga a disposición todo el sistema, tiene entre sus funciones hacer con la debida anticipación las respectivas capacitaciones en el uso de este sistema de subasta a los agentes interesados.

Es responsabilidad de cada agente participar en las capacitaciones para contar con el certificado que expida el Administrador. Así mismo, será responsabilidad del Administrador organizar y llevar a cabo con la suficiente anticipación las capacitaciones para la utilización del sistema de subasta.

2.3.18. CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO.

Comentario

- Incluir como requisito de entrada a la subasta la presentación del Código de Buen Gobierno.

Respuesta

Tal y como se explicó en el Documento CREG 072 de 2011 numeral 3.2.1, se eliminó el requerimiento de los agentes participantes de contar con un Código de Buen Gobierno. Esto dado que se consideró que son suficientes las disposiciones legales y regulatorias y la manifestación expresa de los representantes legales de los agentes participantes en la subasta.

2.3.19. COMENTARIOS DE FORMA

Comentario

- En el Anexo 3, numeral 3.1.1. se menciona el rango de la demanda objetivo. Este término debe definirse en la resolución. Así mismo, se establece que la CREG publicará el precio Pp2 en la misma resolución en que establece la fecha en la que los comercializadores entregarán sus propuestas para la determinación de ese mismo valor (numeral 4)

Respuesta

Se revisó este numeral

Comentario

- En el Anexo 3 numeral 3.1.2, indica que debe entregarse al Administrador un documento en que el agente informa a la CREG el interés de participar en la subasta. Debe aclararse si este documento debe remitírselo el agente también directamente a la CREG o deberá ser el Administrador quien se lo remita.

Respuesta

Todos los documentos deben ser entregados al Administrador.

Comentario

- En el numeral 3.1.3. del Anexo 3 debe establecerse explícitamente a quien debe entregar los agentes compradores voluntarios los documentos mencionados.

Respuesta

Se acepta el comentario.

Comentario

- En el numeral 3.2. del Anexo 3 falta la palabra “regulada” entre las palabras “demanda” e “y”.

Respuesta

Se acepta el comentario

Comentario

- En el Anexo 3 numeral 3.2.1. literal a se habla del precio Pp1 para demanda no regulada. Este precio no está definido en la resolución.

Respuesta

Se acepta el comentario y se procederá a realizar los ajustes correspondientes.

Comentario

- En el Anexo 3, numeral 3.3.5. literal A, debe definirse el Margen de Preferencia de la Oferta (MP). Así mismo, debe hacerse explícita una regla de participación que no permita a los agentes declarar un MPR que sea menor al MPNR.

Respuesta

Los agentes pueden ofertar un MPR menor al MPNR de acuerdo a su percepción de costos. Por lo tanto, no hay necesidad de establecer la regla solicitada.

Comentario

- En el reglamento de la subasta, numeral 3.3.5.B subasta de sobre cerrado, se establece que el Precio de Cierre corresponde al valor del Costo Equivalente de Energía (CEE). Debe sumarse a este valor el FAZNI.

Respuesta

No debe sumarse el valor del FAZNI. Todos los impuestos deben incluirse en la oferta que haga cada agente.

Comentario

- Al parecer hay un error en la función objetivo utilizada para el cálculo del MP. Se entiende que el objetivo es elegir la asignación en contratos que haga que el MP sea mínimo por lo que los compradores entre paréntesis deberían sumar y no restar.

$$\min_{MP} \left| \left(\frac{\left(\sum_{i=1}^n [QR_i(pr, MP)] - DR(pr) \right)}{DR(pr)} - \left(\frac{\left(\sum_{i=1}^n [QNR_i(pr, MP)] - DNR(pr, MP) \right)}{DNR(pr, MP)} \right) \right) \right|$$

El sentido de las resoluciones no es compatible con lo definido en el numeral 3 del mismo literal. Para que sean equivalentes, se debe corregir en las restricciones las desigualdades siguientes:

$$MP \leq MPNR \text{ por } MP < MPNR$$
$$MPR > MP > MPNR \text{ por } MPR > MP \geq MPNR$$

Respuesta

El objetivo es minimizar la diferencia entre el valor del exceso porcentual del producto regulado con el producto no regulado. Por lo tanto es correcto que el signo sea el de una resta.

Comentario

- En el numeral 8 del literal A del numeral 3.3.5. debe establecerse explícitamente la forma de realizar la prorrata mencionada, considerando que las cantidades asignadas son números enteros de productos.

Respuesta

Se acepta el comentario

Comentario

- El contenido del numeral 3.3.10. no es consistente con el título.

Respuesta

Se acepta el comentario se modificará el título de "informe del auditor" por "cumplimiento de la regulación vigente".

Comentario

- En el numeral 4 del Anexo 3, donde dice MPO, debe decir MP.

Respuesta

Se acepta el comentario y se procede a corregir MPO por MP.

2.4. LIQUIDACIÓN

Comentarios

- Las diferencias entre la distribución horaria del producto con la curva de carga del mercado de la costa atlántica dará lugar a compras en bolsa en las horas de baja demanda.
- El producto no refleja la curva de carga de cada comercializador sino el de la demanda nacional.
- El producto no se ajusta a la curva de carga de cada comercializador.
- Si un comercializador estima un crecimiento superior al que permite la CREG, se vería obligado a comprar el resto de la energía en la Bolsa.

Respuesta

La distribución de las compras en el MOR de la demanda regulada se realiza en proporción a la demanda real regulada, por lo que las diferencias entre las curvas de carga de cada agente comercializador no son relevantes. El documento CREG 072 de 2011 y el anexo 2 del documento CREG 018 de 2009 tienen una explicación detallada al respecto.

Comentario

- En el artículo 26 de la resolución descontar las OCOM asignadas en procesos anteriores.

Respuesta

La Energía Remanente es la energía no comprometida exclusivamente por contratos bilaterales, por lo tanto en su cálculo no se tienen en cuenta las obligaciones asignadas al agente.

Comentario

- Aclarar si en una misma subasta se pueden asignar OVEN a precios diferentes.

Respuesta

Todas las obligaciones con destino al mercado regulado (OVEREG) se asignan al mismo precio en la subasta, al igual que todas las obligaciones con destino al mercado no regulado (OVENOR), sin embargo estos dos precios pueden ser diferentes.

Comentario

- Definir si ante incumplimientos el agente quedaría expuesto a bolsa o mantendría la cobertura del MOR.

Respuesta

Ante un incumplimiento en la constitución de garantías y/o pago de sus facturas del MOR o MEM el agente es retirado del mercado. En el caso de comercializadores incumbentes, se prevé mantener la limitación de suministro como mecanismo de transición mientras se implementa el Prestador de Última Instancia.

Comentario

- No queda claro si la energía remanente es incorporada en la determinación de la demanda objetivo o en el procedimiento de subasta.

Respuesta

La Energía Remanente es una variable utilizada en el proceso de liquidación, el cual se realiza posterior al consumo, por lo que no se utiliza para la determinación de la demanda objetivo ni en el procedimiento de subasta.

Comentario

- Debe aclararse que las obligaciones para la demanda regulada no están dentro de las OCOM. Igualmente aclarar la aplicación del término Período de Compromiso a la compra de productos para el mercado regulado. Adicionalmente aclarar que el artículo 13 solamente se refiere a las obligaciones del producto no regulado.

Respuesta

Con la definición de las variables OVENOR, OCONOR y OVEREG. En cuanto al Periodo de Compromiso, este aplica para todas las obligaciones, tanto para la demanda regulada como no regulada. Por último, el artículo 13 habla de ambos tipos de productos, y no solamente del producto con destino a la demanda no regulada.

Comentario

- En la Obligación del Vendedor se debe hacer alusión a la venta de energía y no a la entrega de energía, dado el carácter financiero del producto.

Respuesta

No se considera necesario hacer la corrección propuesta, dado que el compromiso es que el agente entregue efectivamente la energía, ya sea mediante generación propia o comprando la energía a otros agentes en la bolsa de energía.

- Quitar la condición de "energía cedida de la OVEN" en el artículo 40.

Respuesta

Se acepta la propuesta.

Comentario

- En el artículo 58 debe corregirse el término (I) por (ΔI)

Respuesta

Se acepta la propuesta.

Comentario

- Las transacciones en el MOR se han definido como transacciones en la bolsa de energía, lo cual afecta el cálculo del CERE.

Respuesta

En la resolución las transacciones en el MOR no hacen parte de la bolsa de energía.

Comentario

- Adicionar el subíndice t (año) a la variable DP en la ecuación en la que se calcula la demanda proyectada. Adicionalmente, en la misma fórmula se deben descontar los contratos previos del MOR.

Respuesta

En la demanda a cubrir de cada subasta se descontará la energía contratada previamente al MOR.

Comentario

- Ajustar la fórmula del artículo 34, cambiar número de OCON por número de OVEN en la sumatoria.

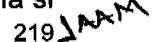
Respuesta

Se acepta la propuesta.

2.5. MERCADO SECUNDARIO

Comentarios

- Tipificar los productos transados en el mercado secundario.
- Establecer un sistema de negociación virtual y semi anónima en donde se acuerden los precios de las transacciones.
- Las cesiones de obligaciones serían para cubrimiento complementario y entrarían al sistema de liquidación del MEM como contratos bilaterales.
- Establecer un mercado secundario con productos uniformes y estandarizados.
- Implementar un mercado secundario en una plataforma centralizada, flexible, dinámico y que de manera previa identifique los excedentes y faltantes en el mercado.
- Definir una plataforma centralizada para las operaciones del mercado secundario en la cual se realicen las transacciones de productos tipificados.
- Establecer que el mercado secundario sea definido por los agentes.
- Revisar el mercado secundario dado que el propuesto no es suficientemente amplio, dado que implica un mercado entre generadores.
- Implementar una plataforma de negociación en donde se realicen ofertas anónimas y al momento del cierre el sistema revele las partes en cuestión. El cierre se realizaría si

219 

se confirma la operación par parte de ambas contrapartes. Se propone que la Comisión delegue al ASIC el desarrollo de esta plataforma.

Respuesta

Se considera que la creación de una plataforma centralizada de negociación de contratos estandarizados mejoraría la eficiencia del esquema. El diseño e implementación de dicha plataforma se analizaría posteriormente.

Comentario

- Definir el último plazo para negociar un producto previo al inicio de la ejecución.

Respuesta

En la resolución se define el último plazo para solicitud de registro.

Comentario

- Informar al finalizar la subasta las asignaciones resultantes, lo cual beneficia al desarrollo del mercado secundario.

Respuesta

La información de las posiciones de los agentes competidores se publicará en el momento oportuno para la realización del mercado secundario.

Comentario

- Los plazos establecidos para el registro del contrato de cesión deben corresponder a los establecidos en la Resolución CREG 006 de 2003, para tener en cuenta estos contratos en el cálculo de las garantías.

Respuesta

Se acepta la propuesta.

Comentario

- En caso de incumplimientos por parte de agentes con obligaciones de venta, proponemos que éstas sean subastadas en el mercado secundario.

Respuesta

En el caso del producto con destino a usuarios regulados no se considera necesaria la propuesta dado que en el largo plazo, ante una eventual sobreexposición a bolsa por efecto de incumplimientos de agentes vendedores, las cantidades contratadas se pueden ajustar en las siguientes subastas MOR. Por otro lado en el corto plazo, el mercado regulado queda expuesto en bolsa.

Comentario

- En el registro de cesión de las obligaciones solicitar una declaración de no tener impedimentos para asumir la cesión y la suscripción de un compromiso de confidencialidad.

Respuesta

No se considera necesario suscribir una declaración de no tener impedimentos dado que, como requisito previo para el registro de la sesión, el ASIC verifica que tanto el cedente como el cesionario cumplan los requisitos para realizar la operación. En cuanto al compromiso de confidencialidad, este no es un requisito para realizar la cesión pero puede ser pactado bilateralmente por los agentes involucrados.

Comentario

- Ajustar el artículo 40 literal c), dado que no contempla el hecho de que los compradores de demanda no regulada también pueden ceder sus OCOM.

Respuesta

Se acepta la propuesta.

Comentario

- Aclarar cuáles son los procesos de información y autorización que deben seguir los Comercializadores cedentes frente a sus Usuarios no Regulados.

Respuesta

Se acepta la propuesta.

2.6. TRANSICIÓN

Comentarios

- Derogar expresamente las resoluciones 020 y 021 de 1996.
- Aclarar si después de implementado el MOR se podrán seguir realizando convocatorias públicas. Se sugiere establecer una fecha límite para estas convocatorias.
- Definir claramente a partir de qué momento se suspende la compra de energía para regulados en contratos bilaterales de largo plazo.
- Aclarar cómo se despacharan los contratos pague lo demandado.
- Permitir contratación normal mientras se implementa el MOR.
- Establecer las fechas claras en las que suspenderá la contratación bilateral.
- Incluir la señal de suspensión de los contratos bilaterales en la resolución definitiva, sin embargo permitir que los procesos de compras que se adelanten con fecha de inicio anterior a la fecha límite puedan proseguir su curso normal, igual que los contratos que están en etapa de pre-registro.
- Dar a conocer la fecha máxima en la que los agentes pueden adelantar convocatorias públicas.

- Se solicita que se elimine la Resolución CREG-020 de 1996 en lo relacionado con la compra-venta de energía para el mercado regulado y la restricción a los agentes integrados verticalmente.
- Dejar abierta la posibilidad de que en el futuro se vuelvan a abrir convocatorias para el Mercado Regulado por parte de los comercializadores.

Respuesta

En la resolución se establece la finalización de solicitud de registro de contratos celebrados como resultado del esquema de convocatorias públicas establecido en el literal e) del artículo 5 de la resolución CREG 020 de 1996 que hayan vencido con anterioridad a la entrada en vigencia de esta Resolución.

Comentario

- Definir claramente si una vez implementado el MOR se mantendrán los contratos de energía de largo plazo como existen hoy, ya que la Ley 143 de 1994 señala que el principio en las compras de energía es la libre contratación a precios pactados. Aún si se mantienen estos contratos no hay incentivos suficientes para su celebración por lo que podría contravenirse lo dispuesto en la Ley 143 de 1994.

Respuesta

Con respecto a las compras de energía con destino a la demanda regulada, en la nueva resolución se determinará el momento a partir del cual las compras para el mercado regulado deben realizarse a través del Mercado Organizado.

En cuanto a los contratos con destino a usuarios no regulados o intermediación, en la nueva resolución no se restringen dichas operaciones, por lo que pueden seguir existiendo.

2.7. GARANTÍAS

2.7.1. COMPETENCIA LEGAL DE LA CREG

Comentario

- La Comisión no tiene competencia legal para establecer un esquema de flexibilización de garantías según la calificación crediticia de los agentes que otorgan las empresas calificadoras de riesgos, con lo que se pone en riesgo el funcionamiento del esquema y el logro de los objetivos propuestos con las garantías

Respuesta

En tanto que se trata de una afirmación para la cual no se presenta sustento sobre las razones que explican por qué la CREG no tendría competencia legal, no se puede analizar.

Sin embargo, de conformidad con lo previsto en el artículo 74.1, literal c), de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el

Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica.

Así las cosas, en la Resolución CREG 024 de 1995, "por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación", en el artículo 22, se estableció la obligatoriedad para los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista de otorgar garantías a favor del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales-ASIC-.

2.7.2. CAPACIDAD Y CUPO DE ENDEUDAMIENTO DE LOS AGENTES

Comentarios

- El esquema de garantías propuesto en la Resolución CREG 019 de 2006 no tiene en cuenta el cupo de endeudamiento de los participantes.
- La CREG debe buscar un esquema de garantías que no limite a las empresas su accesibilidad a recursos por parte de los agentes para financiar sus inversiones y capital de trabajo.

Respuesta

El óptimo diseño de las garantías resulta crucial en el aseguramiento del éxito de cualquier mercado organizado. El esquema propuesto busca cubrir los riesgos de participación y de cumplimiento que cada agente económico representa al participar en el MOR.

2.7.3. GARANTÍAS EN LOS CONTRATOS BILATERALES VIGENTES

Comentarios

- En los actuales contratos bilaterales el costo de las garantías es muy bajo e incluso nulo.
- El costo de las garantías no cumple con la premisa de bajos costos de transacción. Posiblemente ocasionará salida de agentes.
- El esquema de las garantías propiciará que varias empresas salgan del mercado y se generará un efecto "dominó". Pregunta a la CREG qué mecanismos tiene previstos.

Respuesta

El tránsito hacia un mercado organizado siempre conlleva la implementación de un esquema de garantías que brinde confianza a todos los participantes en ese mercado. Cuando los participantes en un mercado organizado advierten la posibilidad de que sus transacciones no se honren aparece la desconfianza en el sistema y el mercado fracasa.

Por otra parte, como se advierte en la respuesta al comentario anterior, el esquema propuesto busca cubrir el riesgo de participación y de cumplimiento que cada agente económico representa en el mercado. Así, los montos de las garantías que un agente debe poner están en función de i) sus transacciones con probabilidad de incumplimiento, ii) las coberturas naturales que en algunos casos los agentes ya tienen, y iii) de las

posibilidades de uso de mecanismos alternativos de garantías que el proyecto de resolución introduce (e.g. cámara de riesgo central de contraparte, demanda no regulada y cesiones).

Finalmente, si el esquema propuesto ocasiona la salida de algún agente, se entiende que ese agente no tiene los mecanismos para cubrir el riesgo que representa..

2.7.4. GARANTÍAS Y PROCESOS CONCURSALES

Comentario

- La CREG debe explorar alternativas para que las garantías estén legalmente protegidas ante eventos de procesos concursales.

Respuesta

Como respuesta a este comentario llamamos la atención de los principios que deben observar las garantías, en la Resolución CREG 090 de 2011:

“1 Deben cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores y comercializadores.
2 El administrador designado debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución.
3 Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.
4 Deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.”

Transcritos los anteriores principios resaltamos que como principio en el diseño del esquema de garantías, éstas deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.

2.7.5. TRANSFERENCIA DEL COSTO DE LAS GARANTÍAS AL USUARIO FINAL

Comentarios

- El mayor costo de las garantías debe poderse transmitir al usuario.
- De acuerdo con una de las empresas que remitieron comentarios en el esquema de garantías el costo de unitarios de las garantías equivaldrá a 1,08 \$/kWh, cifra superior a los 0.12 \$/kWh reconocidos en la fórmula tarifaria.

Respuesta

Este tema corresponde a la metodología general de remuneración del cargo de comercialización C.

2.7.6. BENEFICIO DEL SECTOR FINANCIERO

Comentario

- El sector financiero resulta beneficiado y se afecta negativamente a los usuarios y a los agentes comercializadores.

Respuesta

En primer término, el sistema de garantías en el mercado mayorista ha demostrado que este es indispensable.

Por otra parte, el objetivo del esquema de garantías propuesto es viabilizar un mercado organizado.

2.7.7. PERFILES DE RIESGO Y PATRIMONIO TÉCNICO

Comentario

- Con el fin de disminuir los valores a garantizar tener en cuenta perfiles de riesgo y patrimonio técnico.

Respuesta

Ver Resolución CREG 156 de 2012 y las que la ajustan o modifican.

2.7.8. COBERTURAS Y GMF

Comentarios

- Hay un mercado de coberturas que permitiría disminuir nivel de garantías y eliminar la duplicidad del GMF.
- Aprovechar la inercia del Derivex para que los contratos del MOR se subasten en dicho mercado lo cual permitiría aprovechar los beneficios de los mercados de valores.

Respuesta

Se entiende que individualmente los agentes, en los mercados de coberturas (i.e. derivados), pueden cubrir posiciones y manejar el riesgo que cada uno enfrenta, según sus portafolios. No obstante, el alcance de esos mercados no está dentro de la órbita del MOR.

No obstante lo anterior, nótese que en el proyecto de resolución, en el esquema de garantías, hay la posibilidad de utilizar los servicios de una cámara de riesgo central de contraparte para compensar y liquidar contratos establecidos en el MOR o usar papeles que puedan ser actualizados en el mercado financiero mediante launa Cámara de riesgo para que respalden garantía bancarias en el MEM.

2.7.9. DESCUBRIMIENTO DE PUNTAS EN LA SUBASTA Y NEGOCIACIÓN DE GARANTÍAS BILATERALES

Comentarios

- En la subasta se mantiene el anonimato. Sin embargo, al descubrirse las puntas, puede permitirse la negociación de garantías bilaterales.
- Una vez realizada cada subasta y conocidas las partes que conformarán los externos de las obligaciones derivadas de las asignaciones realizadas, se podrían flexibilizar las garantías para cada comprador y se facultaría la flexibilización de las mismas a discreción del vendedor.

Respuesta

El esquema propuesto de las garantías en la Resolución CREG 090 de 2011 se revisó y ajustó.

En general el análisis de las garantías se concentró en establecer un diseño consecuente con el nivel de riesgo que cada agente (según sus particularidades) representa al mercado cuando realiza transacciones.

En el proyecto de resolución, en materia de descubrimiento de puntas, esto es posible en el caso del mercado no regulado cuando termina la subasta y se conocen las asignaciones, caso en el voluntariamente las partes pueden utilizar los servicios de una cámara de riesgo central de contraparte para compensar y liquidar los contratos.

2.7.10. PERIODO DE LIQUIDACIÓN

Comentarios

- Pasar de un modelo mensual de liquidación, facturación y recaudo a uno semanal.

Respuesta

En los análisis del reglamento de comercialización se hicieron los correspondientes análisis y se advirtió que no era conveniente pasar a un modelo semanal de liquidación, facturación y recaudo.

No obstante, a partir del comentario resulta útil advertir que en la Resolución CREG 158 de 2011 se redujeron los plazos de presentación de garantías, liquidación y facturación.

2.7.11. BENEFICIARIO DE LA EJECUCIÓN DE LAS GARANTÍAS

Comentario

- No es claro quién es el beneficiario de la ejecución de las garantías de participación en la subasta MOR

Respuesta

El texto de la resolución se ajusta para que sea explícito quién es el beneficiario.

2.7.12. CAPACIDAD DEL SECTOR FINANCIERO

Comentario

- Se requiere seguimiento al sector financiero para saber si tiene la capacidad para suministrar las garantías.

Respuesta

Este comentario se ha recibido de varios agentes. Al respecto se advierte que no se ha recibido ninguna comunicación oficial del sector financiero en donde le advierta a esta Comisión que no tiene la capacidad para suministrar las garantías requeridas en el MOR. Por otra parte, se llama la atención sobre la presentación que hizo el Dr. Rodrigo Arango, representante del Banco Davivienda, en el congreso del MEM de 2011 en la cual advirtió lo contrario al comentario: que el sector financiero Colombiano está preparado y que sí tiene la capacidad para suministrar las garantías que el sector eléctrico necesita.

2.7.13. VERIFICACIÓN DE LAS CALIFICACIONES DE RIESGO Y PERIODICIDAD DE MEDICIÓN

Comentario

- Se requiere determinar los mecanismos de verificación de las calificaciones de riesgo y la periodicidad de actualización de las mismas.

Respuesta

En materia de calificación el proyecto de resolución solo hace esa exigencia para las entidades financieras que otorgan las garantías.

2.7.14. RETIROS Y CESIONES

Comentario

- Necesidad de que en la regulación se incluyan los ajustes de las garantías derivados de eventos tales como retiro de agentes con obligaciones con el mercado y los cambios derivados de las cesiones que se acuerden en el mercado secundario.

Respuesta

En el reglamento de comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) están las disposiciones sobre el retiro de agentes.

Por otra parte, en lo que tiene que ver con el MOR, en la nueva Resolución se realizan los ajustes pertinentes que aclaran el retiro y las cesiones.

2.7.15. CÁMARA DE RIESGO CENTRAL DE CONTRAPARTE

Comentarios

- Como alternativa a las garantías está la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC.

Respuesta

En el análisis de los productos que una Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, tiene y son útiles para los participantes en el MOR, se advierten dos²:

Primero:

Cuando en una transacción de Obligación del Comprador para el Mercado No Regulado, OCONOR, y de Obligación del Vendedor para el Mercado No Regulado, OVENOR, las partes pactan de común acuerdo pueden ir a una CRCC para que este contrato sea liquidado y compensado en la cámara..

Segundo:

De acuerdo con los productos que una CRCC puede ofrecer, un agente participante en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, a través de un miembro liquidador, puede obtener el equivalente a una garantía exigible al primer requerimiento poniendo a través del liquidador activos muy líquidos (e.g. Títulos de Tesorería TES).

La alternativa descrita brinda el atractivo para que aquellos agentes con portafolios en sus activos muy líquidos y seguros puedan a través del esquema de una CRCC obtener garantías con los mismos principios que hoy se exigen:

- 1) Deben cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores y comercializadores.
- 2) El administrador designado debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución.
- 3) Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.
- 4) Deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.

Adicionalmente en el Anexo 3 se encuentra la comparación del esquema Mercado Organizado MOR y el esquema de Mercado Organizado propuesto por BVC-XM.

2.7.16. VIGENCIA DE LAS GARANTÍAS

Comentario

- En literal b del numeral 11.4 del Documento CREG 077 de 2008, se establece que "se utilizaría la misma estimación que realiza en la actualidad el administrador del mercado para determinar el valor de la cobertura para los 2 meses siguientes". En este sentido la empresa solicita precisar que la vigencia de las garantías no sería de 2 meses sino por el mismo tiempo que está definido para las garantías por

² Por supuesto, es posible que puedan incluirse productos adicionales.

transacciones en la Bolsa de Energía, de acuerdo con la Resolución CREG 019 de 2006, es decir, 2 meses y una fracción del tercer mes.

Respuesta

En la Resolución CREG 158 de 2011 está el esquema vigente de garantías de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

2.7.17. SUFICIENCIA FINANCIERA Y CALIFICACIÓN DE RIESGO

Comentario

- La calificación de riesgo no es el mejor indicador de suficiencia financiera de una empresa.

Respuesta

Las metodologías que observan las sociedades calificadoras de riesgo sí tienen análisis de suficiencia financiera. Precisamente a partir de esas evaluaciones las calificadoras determinan el riesgo de no pago de las acreencias de una determinada firma.

Por otra parte, nótese en el proyecto de resolución que la calificación de riesgo sólo se exige a las entidades financieras que otorgan las garantías.

2.7.18. GARANTÍA DE PARTICIPACIÓN EN LA SUBASTA

Comentarios

- Actualmente cuando se participa en una convocatoria pública, se acude a ella con una garantía de seriedad correspondiente a un valor no superior al 2% del valor de la energía ofertada y dicha garantía de seriedad tiene una vigencia que se mantiene desde la presentación de la oferta, hasta la firma del contrato, que en las actuales condiciones de mercado (Resolución CREG 167 de 2008 vigente) se realiza en un plazo no mayor de 30 días después de la convocatoria. La vigencia de las garantías para participar en la subasta propuesta por la CREG es incierta, pero definitivamente es superior a 30 días, dado que debe permanecer vigente 30 días después de entregada la garantía de cumplimiento.
- En el caso del generador – vendedor, en el caso de la garantía de participación en la subasta, no resulta estimulante pagar un sobrecosto para participar en la subasta, el cual no está obligado a pagar actualmente y en caso que decida concurrir al MOR, éste sobrecosto será trasladado al precio ofertado.

Respuesta

En el texto de la resolución se señalan los ajustes a la garantía de participación en la subasta. El ajuste es consecuente con el riesgo que representan los agentes que van a la subasta y con las coberturas que algunos agentes ya tienen (e.g. los comercializadores que atienden demanda regulada).

2.7.19. RIESGO SISTÉMICO

Comentarios

- El esquema propuesto para administrar el riesgo de crédito y de contraparte corresponde al mismo que se ha utilizado hasta ahora; es decir, a través de garantías financieras, prepagos o cesiones de crédito y procedimientos de limitación de suministro y retiros. Al respecto consideramos necesario llamar la atención sobre la insuficiencia del actual esquema de garantías para evitar el riesgo sistémico que podría ocurrir ante una situación de quiebra o iliquididad de un agente del mercado, especialmente de alguno que desarrolle la actividad de comercialización junto con la distribución o la generación.
- Es preciso indicar que aunque las Resoluciones CREG 047 y 146 de 2010, disminuyen notablemente la probabilidad de riesgo sistémico cuando se trata de comercializadores que realizan esta actividad independientemente, estas normas no evitan totalmente el riesgo de crédito ya que este seguirá sus deudas hasta que todos sus usuarios sean trasladados a otro comercializador (lo cual puede hacerse efectivo hasta 8 días hábiles posteriores al incumplimiento).
- Preocupa aún más el caso del incumplimiento de pago de los comercializadores no independientes, para los cuales el esquema a aplicar es el de limitación de suministro. En este caso, no hay límite al endeudamiento del agente, poniendo en riesgo la viabilidad del mercado.
- En la regulación vigente no se encuentra establecido el mecanismo expedido para acotar la deuda de un comercializador no independiente que incumpla sus obligaciones en el mercado. En este sentido, consideramos que a pesar de que la legislación vigente establece como prestador de última instancia al Estado, se esperaría que en la práctica, especialmente para los comercializadores – distribuidores, el cambio de comercializador de los usuarios de un agente retirado tomaría un tiempo considerable, que podría llevar al mercado a una situación de riesgo sistémico que afecte a un gran número de agentes.

Respuesta

Ver Resolución CREG 156 de 2012 y las que la modifican .

En relación con el distribuidor – comercializador, la CREG analiza cuáles serán las disposiciones que regirán la prestación de última instancia (PUI). No obstante, resulta pertinente señalar que esa cuestión regulatoria es independiente de la implementación del MOR, o en otras palabras, es un tema general del sistema sobre el que se estudian cuáles son las disposiciones regulatorias más eficientes para enfrentarlo.

2.7.20. VALORACIÓN DE LAS GARANTÍAS MOR VS CRCC

Comentarios

- El nivel de las garantías a través de una Cámara de Riesgo Central de Contraparte es inferior al nivel que resulta del esquema propuesto en la Resolución CREG 090 de 2011.

Respuesta

En primer término se hizo un análisis del esquema de las garantías propuesto en la Resolución CREG 090 de 2011 y se ajustó para que su nivel refleje el riesgo que cada agente le impone al mercado.

Por otra parte, los productos que una CRCC puede brindar hoy al mercado están descritos en el numeral 2.7.15.

2.7.21. ARTÍCULOS 45 Y 46

Comentario

- No es claro el objetivo de lo dispuesto en los Artículos 45 y 46, por cuando determinan que ante la cancelación por incumplimiento de una OVEN o de una OCOM con destino al mercado no regulado, además de la ejecución de las garantías correspondientes, el ASIC facturará al agente incumplido un monto igual al máximo valor a garantizar. Si bien, entendemos que lo que se busca es desincentivar el incumplimiento de las obligaciones de compra o de venta, de llagarse a aplicar esa disposición, se correría el riesgo de incrementar la cartera del mercado en los montos que no han sido garantizados.

Respuesta

Uno de los elementos que son cruciales en el buen funcionamiento de un mercado son la confianza de i) los participantes y ii) las autoridades de competencia y control en él.

Si resultan saldos pendientes, por ejemplo porque al ejecutarse una garantía no se alcanzó a cubrir el 100% del incumplimiento, es necesario generar los espacios para que se puedan cancelar los saldos pendientes.

2.7.22. GARANTÍAS Y DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Comentario

- Para determinar la demanda a transar en el mercado regulado, XM debe calcular la Energía Remanente, la cual se define en función del despacho futuro de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado de cada agente.

Al respecto llamamos la atención a la CREG de la imposibilidad para XM de determinar con certeza esta Energía, dada la variedad de formas de contratación bilaterales existente. Específicamente, a las condiciones que algunos contratos presentan, tales como condiciones de despacho asociados con variables del mercado y contratos del tipo pague lo demandado sin tope (estos últimos harían que la energía remanente de un comercializador fuese equivalente a cero) y a los posibles traslados de demanda de los comercializadores.

En este orden de ideas, se establece qué para calcular la Garantía de cumplimiento de vendedor se debe calcular el Compromiso de Ventas de los agentes generadores para el periodo de compromiso. Sin embargo, este cálculo tiene en cuenta la máxima energía comprometida en contratos bilaterales registrados en la fecha de evaluación de cálculo que presenta las mismas limitantes anotadas antes.

231 *JARA*

Respuesta

El criterio que deberá observar el ASIC será anunciado por el regulador en la respectiva subasta.

2.7.23. GARANTÍAS COMERCIALIZADOR - VENDEDOR

Comentario

- Por parte del comercializador – vendedor, en el caso de la garantía de participación en la subasta, que no tiene plantas generadoras de respaldo, debe aportar garantías sobre el total de la energía que compra, aun cuando tiene contratos de respaldo firme para la energía que va a ofertar y por consiguiente debería aportar garantías sobre la diferencia entre lo comprado y lo cubierto contractualmente.

Respuesta

En el análisis del comentario entendemos que se propone que un comercializador puro que tiene contratos de compra de energía ponga garantías de acuerdo con la diferencia entre lo que va a comprar en la subasta y lo que ya tiene comprado.

En razón a que no es claro cómo el mecanismo propuesto mitiga o reduce el riesgo de incumplimiento, no se acepta la petición.

2.7.24. EXPOSICIÓN EN BOLSA Y GARANTÍAS

Comentarios

- El comportamiento de los comercializadores incumbentes en cuanto a exposición en bolsa ha sido hasta el momento de carácter conservador. Por ejemplo, Condensa expone en Bolsa cerca del 10% de la demanda total. Esto significa que en el momento en que se despache la totalidad de los contratos bilaterales adquiridos actualmente, las garantías se harán por el 100% de la demanda.

Respuesta

Como se ha señalado en esta sección, el esquema propuesto de garantías en el MOR busca de una manera eficiente mitigar el riesgo que cada agente le aporta al mercado.

Como resultado de los análisis que hizo la Comisión sobre la propuesta de consulta en la Resolución CREG 090 de 2011, hay varios ajustes en el esquema de garantías que se introducen en esta nueva propuesta y en general reducen los montos que deben garantizarse, según los riesgos que los agentes representan.

2.7.25. GARANTÍAS Y TRASLAPE DE TIEMPOS

Comentarios

- Por otra parte, por el traslape de tiempos, permanentemente se debe garantizar el equivalente a 2,5 meses de las compras del mercado regulado, lo cual representa un incremento de hasta 20 veces los montos que se garantizan en la actualidad.
- Se solicita que se ajuste a setenta y cinco (75) días de despacho el monto a garantizar, teniendo en cuenta que ante un incumplimiento por parte del comercializador se mantiene la cobertura de la demanda porque continúa despachándose esta y lo que ocurriría sería una cesión de los compromisos de venta al nuevo comercializador que atendería la demanda regulada del comercializador incumplido. Para este caso se hace necesario que la CREG reglamente el tema referente al Prestador de Última Instancia (PUI).

Respuesta

En primer término, la empresa no aportó los detalles que indican el incremento de los montos que se garantizan en la actualidad en 20 veces.

Por otra parte, en la Resolución CREG 158 de 2011 se redujeron los plazos de presentación de garantías, liquidación y facturación.

2.7.26. INCREMENTO EN EL COSTO DE LAS GARANTÍAS EN EL SECTOR FINANCIERO

Comentario

- Posiblemente, como consecuencia de la mayor demanda de garantías, los precios de las mismas van a subir.

Respuesta

Como se advierte en esa sección, uno de los bancos de mayor tamaño en el sector financiero de Colombia ha indicado que el sector cuenta con la capacidad para atender las demandas de garantías del sector eléctrico.

Ahora bien, en el análisis del comentario entendemos que el agente señala que como consecuencia de la mayor demanda de las garantías, éstas subirán de costo, lo cual, entendemos que es una posibilidad que dependerá de i) la liquidez de esas garantías, y ii) de las condiciones particulares de los agentes para aportar a los bancos los colaterales que ellas exijan.

Por otra parte, en el texto de la resolución se introducen nuevos mecanismos de garantías que los agentes deberán evaluar para formular sus comentarios a la CREG.

2.7.27. GARANTÍAS ANTE RETIRO DEL MERCADO Y LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

Comentarios

- La oferta de venta de un comercializador o la oferta de un generador que supere el límite de compromiso que cubre una porción del compromiso de venta, puede dejar

en riesgo a la demanda regulada si éste tiene compromisos por los dos años subastados y decide retirarse o incumplir con su obligación.

- En el tema de liquidación de garantías se sugiere a la CREG se sirva revisar el monto de energía a garantizar tanto por los agentes compradores como por parte de los agentes vendedores, partiendo de las reglas existentes del mercado en cuanto a los tiempos para inicio de limitación de suministros y terminaciones de manera particular para el comercializador puro.
- Se solicita que se ajuste a setenta y cinco (75) días de despacho el monto a garantizar, teniendo en cuenta que ante un incumplimiento por parte del comercializador se mantiene la cobertura de la demanda porque continúa despachándose esta y lo que ocurriría sería una cesión de los compromisos de venta al nuevo comercializador que atendería la demanda regulada del comercializador incumplido. Para este caso se hace necesario que la CREG reglamente el tema referente al Prestador de Última Instancia (PUI).

Respuesta

Ver reglamento de comercialización (Resolución CREG 156 de 2011)

2.7.28. MEDIDAS COMPLEMENTARIAS EN EL ESQUEMA DE GARANTÍAS

Comentario

- El mecanismo de garantías del MOR debe ir acompañado de medidas complementarias que disminuyan el riesgo de incumplimiento, tales como: revisión periódica de la calificación de riesgo y de los factores de ajuste para las garantías de participación y de cumplimiento del vendedor y del comprador; ajustes al mecanismo de garantías de cumplimiento de pago de las obligaciones de energía de tal forma que se eliminen los períodos actualmente descubiertos y reglamentación de la exigencia de un patrimonio técnico mínimo a los agentes que participan en el MEM.

Respuesta

Ver Resolución CREG 156 de 2012.

2.7.29. ARTÍCULO 52

Comentario

- “Artículo 52. Garantía de Pago. Estas garantías se deben constituir en las condiciones y términos que establece la Resolución CREG 019 de 2006” EPM considera que a esta garantía debería darse el mismo nombre que se ha dado antes: “Mecanismo de cubrimiento para las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista”.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.30. DISPARIDAD EN LAS GARANTÍAS

Comentario

- Disparidad en las garantías: para el Mercado Regulado el comprador no pone garantías mientras que el vendedor sí; lo que hará que el vendedor no vaya a la subasta.

Respuesta

El comentario no es preciso. Según el riesgo que cada agente representa al mercado (esto es para vendedores y compradores) se exigen garantías.

2.7.31. DISCRIMINACIÓN Y BARRERAS

Comentarios

- El artículo 66 de la propuesta conlleva una discriminación para la participación de los generadores según su capacidad instalada, en detrimento de las plantas menores.
- El esquema de garantías planteado para el MOR genera una barrera de entrada para nuevos agentes que imposibilitaría a algunos agentes la participación en el mercado. Se convierten en una barrera para los comercializadores independientes para el ejercicio de la actividad ya que su viabilidad se ve amenazada aunque la Constitución y las leyes garantizan la rentabilidad de los prestadores.
- El esquema de garantías es discriminatorio puesto que trata en forma diferente a los comercializadores independiente que a aquellos que tienen integrada otra actividad y esta diferenciación no se encuentra justificada. Los sujetos son comparables por cuanto tanto los comercializadores independientes como los integrados tienen los mismos derechos y obligaciones. Si el fin de la diferenciación es garantizar la exigibilidad de las obligaciones el medio utilizado tiene como efecto es restringir la entrada de la mayoría de los comercializadores independientes a este mercado por los altos costos que conllevaría.
- “En este sentido, para el caso que nos ocupa es evidente que la regulación propuesta para que un comercializador que no sea generador pueda vender energía en el MOR está estableciendo obstáculos o restricciones irrazonables o desproporcionados en relación con los demás participantes.”
- La discriminación que se señala en la propuesta no es un medio idóneo para promover los fines constitucionales que se persiguen, ya que la limitación en el número de comercializadores independientes que podrán participar en el MOR va en contra de la eficiencia del mercado.
- No es clara la facultad de la CREG para adoptar las medidas discriminatorias que se plantean en la propuesta. El artículo 74 literal a de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de la Comisión de adoptar medidas de comportamiento diferencial según la posición de las empresas en el mercado, pero no según otras características de una empresa particular que participen en dicho mercado. Adicionalmente, la jurisprudencia ha dicho que la facultad de intervención en la economía de las comisiones de regulación se debe sujetar a las facultades constitucionales y legales y en este caso la propuesta viola el principio constitucional de igualdad y desconoce los principios legales de libertad de entrada y libre competencia.

Respuesta

Como ya se ha manifestado la diferencia en el tratamiento que se da a generadores y comercializadores no integrados con generadores en relación con las garantías se justifica plenamente en la capacidad que los primeros tienen de generar la energía que venden y los pagos a favor que por tanto se generan.

Contrario a lo que se afirma, los comercializadores que no se encuentran integrados con la actividad de generación tienen en el mercado una posición de riesgo diferente a aquellos que sí lo están.

Lo anterior justifica el que tengan que cumplir obligaciones diferentes en el esquema de garantías que no son ni irracionales ni desproporcionadas. Reflejan el riesgo que cada agente le impone al mercado.

La propuesta del esquema de garantías, así como el resto de la propuesta para la implementación del esquema MOR se enmarca totalmente en las funciones que la ley asignó a la CREG y tiene como único propósito la obtención de los objetivos en ella prescritos.

2.7.32. IMPACTO DE LAS GARANTÍAS DEL MOR CUANDO SE ACABE LA CONTRATACIÓN PREVIA

Comentarios

- Cuando se acabe toda la contratación previa, todos los comercializadores deberán garantizar el valor de las OCOM con destino a la demanda No regulada, asignada en el MOR. Esto implicará un aumento en las tarifas al Mercado No Regulado, lo que conllevará a una gran afectación de la productividad de las industrias y de la competitividad del país.

Respuesta

En primer término, como se advirtió antes, el tránsito hacia un mercado organizado siempre conlleva la implementación de un esquema de garantías que brinde confianza a todos los participantes en ese mercado.

Por otra parte, es preciso señalar que la participación en el MOR del mercado no regulado es voluntaria. Adicionalmente, en el texto de la resolución se introducen nuevas alternativas de garantías:

- Cesiones
- Demanda no regulada como garantía
- Compensación y liquidación a través de una CRCC

Con referencia a la afectación de la productividad de las industrias y de la competitividad del país, es pertinente hacer énfasis que dentro de los objetivos del MOR está el de la formación de precios eficientes.

236) AAM

2.7.33. RESPALDOS EN LAS GARANTÍAS

Comentarios

- Existen agentes comercializadores con un modelo de negocio orientado a minimizar los riesgos inherentes en las transacciones mayoristas de compra y venta de energía, para lo cual dentro de su portafolio de cobertura cuentan con el respaldo de contratos bilaterales de compra suscritos con agentes generadores para respaldar con un alto porcentaje de cubrimiento sus transacciones de venta específicamente en contratos bilaterales con destino al mercado regulado o no regulado.
- Se considera que para las garantías de cumplimiento de vendedor y de participación en la subasta, es necesario incorporar en las definiciones y en las consideraciones de cálculo de las mismas los contratos bilaterales de compra que respaldan el cumplimiento del vendedor, de la misma forma que se han considerado en el Mecanismo de cubrimiento para las transacciones en el mercado de energía mayorista.

Respuesta

En el cálculo de la exposición de los vendedores se tiene en cuenta la generación y en el cálculo de exposición de los compradores para la demanda no regulada se tiene en cuenta que la demanda no regulada puede (de mutuo acuerdo) servir como respaldo.

2.7.34. MONEDA DE LAS GARANTÍAS

Comentario

- Todas las garantías deben estar en moneda nacional para evitar el riesgo de cambio.

Respuesta

Aceptado el comentario.

2.7.35. ARTÍCULO 61

Comentarios

- En el artículo 61 se establece que se modifica el artículo 3 del anexo de la Resolución CREG 019 de 2006. El Artículo modificado es el 2;
- En la modificación indicada se incluyen garantías otorgadas por entidades financieras del exterior. Al respecto consideramos necesario revisar los plazos de presentación de tales garantías, teniendo en cuenta el cumplimiento de los requisitos establecidos por el Banco de la República.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.36. REGISTRO Y CESIONES

Comentario

- En cuanto a las cesiones de obligaciones del mercado secundario, se establece que éstas deben ser registradas en un plazo máximo de 5 días hábiles después de ser acordada y 15 días hábiles antes del comienzo del primer mes cedido. Al respecto, llamamos la atención sobre el hecho de que los plazos definidos para el registro de las operaciones de cesión deben corresponder con los plazos definidos en la Resolución CREG 006 de 2003, modificada por la Resolución CREG 013 de 2010, con el fin de tener en cuenta estos contratos en el cálculo de las garantías correspondiente.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.37. ARTÍCULO 42

Comentario

- Cuando al agente al que se le ejecutan las garantías es un vendedor y se cancela la obligación respectiva, entendemos que la demanda asociada quedará descubierta en proporción hasta tanto no se realice otra subasta; si todavía hay tiempo para ello.

Respuesta

El entendimiento es preciso.

2.7.38. ARTÍCULO 45

Comentario

- En el Artículo 45 debe modificarse el texto “*a prorrata de sus OCOM*” por “*a prorrata de la demanda regulada*”.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.39. ARTÍCULO 47

Comentario

- En el Artículo 47 se hace referencia al Operador del Mercado, éste término no está definido. Por tanto, sugerimos hacer referencia al ASIC.

Respuesta

Se acepta el comentario. Se hace referencia al ASIC y se eliminó la expresión 'Operador del Mercado'.

2.7.40. ARTÍCULO 62

Comentario

- En el artículo 62 se establece que se modifica el artículo 4 del anexo de la Resolución CREG 019 de 2006. El artículo modificado es el 3.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.41. ARTÍCULO 63

Comentario

- En el artículo 63 se deroga el artículo 6 del anexo de la Resolución CREG 019 de 2006. De acuerdo con las modificaciones a la norma en el artículo 62, deben derogarse los Artículos 4,5 y 6 del mencionado anexo.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.7.42. ARTÍCULO 65

Comentario

- En el artículo 65 se modifica el literal B del Anexo "Procedimiento de Cálculo de Garantías Financieras y Mecanismos Alternativos para cubrir Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista" de la Resolución CREG 019 de 2006. Debe tenerse en cuenta que la definición de la variable PB fue modificada por la Resolución CREG 013 de 2010, estableciendo que es el Precio promedio ponderado de bolsa, en \$/kWh, de la última semana disponible en la liquidación de transacciones del Mercado de Energía Mayorista.

Respuesta

Se acepta el comentario.

2.8. TRANSACCIONES EN EL MERCADO

2.8.1. NATURALEZA DE LAS TRANSACCIONES REALIZADAS EN EL MERCADO

Comentarios

- Regulador se está convirtiendo en un fijador del precio del mercado y no tiene competencia para ello. El taller la Comisión indicó que de que no haya ofertas la

CREG tendría que ser quien defina el precio de la energía para los usuarios, lo cual se considera inconveniente por diversas razones.

- La propuesta le quita al comercializador la responsabilidad de los resultados de la gestión de la energía y las ineficiencias y demás riesgos se trasladan al usuario.

Respuesta

Conforme a lo señalado en la Leyes 142 y Ley 143 de 1994 es función de la Comisión establecer las tarifas de los usuarios finales regulados. Específicamente el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 señala que sin excepción las tarifas de usuarios finales regulados se determinarán por tarifas reguladas por la Comisión de regulación de energía y gas. En este contexto es claro para la Comisión que en el caso eventual de que se presentaran problemas en el funcionamiento de mecanismo de compra de energía para estos usuarios correspondería a la Comisión modificar otro mecanismo para definir la tarifa.

Comentarios

- Consideran que a pesar del análisis jurídico presentado por la Comisión persiste el riesgo jurídico por cuanto la libertad de empresa y la libertad contractual son dos principios constitucionales y legales.
- No considera que los fundamentos legales expuestos por la CREG sean suficientes y generan incertidumbre los vicios de ilegalidad de la propuesta. Considera que la propuesta debe garantizar una participación más activa de los comercializadores mediante una subasta de doble punta y la posibilidad de que los compradores puedan retirar la demanda si no les parece viable el precio.
- La propuesta se fundamenta en la eficiencia económica pero hay una contradicción evidente en la medida que conlleva costos que hoy son inexistentes para comercializadores y usuarios, tales como GMF, costos de garantías y el costo de capital de trabajo. Considera que la corrección de las fallas del mercado no puede sobreponerse a los derechos de los usuarios.
- Las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas se deben sujetar al principio de legalidad el cual limita la actividad de la administración en la medida que sólo le permite hacer lo que expresamente le señala la ley.

La propuesta del MOR es contraria a lo señalado en el artículo 35 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 ya que impide que los agentes participen y pacten libremente las condiciones de sus contratos, no permite a los agentes celebrar contratos por fuera del esquema MOR y limita todos los aspectos de los contratos a celebrar con lo cual se desconoce el mandato legal.

- La funciones de la CREG para determinar el reglamento de operación y las otras funciones asignadas en el artículo 74 de la Ley 142 de 1994 no facultan a la CREG establecer el precio ni la demanda del mercado, ni obligar a la demanda para participar en las subastas mientras que la oferta puede determinar si participa o no. Los problemas del mercado no pueden justificar el que se restrinja la competencia sino que requiere procedimientos de contratación que la incentiven. En aras a asegurar la estabilidad del precio y de cubrir toda la demanda no se puede restringir la libertad de contratación establecida en la ley.

"En este orden de ideas, la CREG debe establecer procedimiento y mecanismos de contratación que no limiten la competencia entre los agentes y que permita de una manera eficaz la formación del precio en beneficio del usuario final y todas los demás elementos necesarios para la formación de contratos."

- La propuestas del MOR se contradice con lo establecido en los artículo 35 de la Ley 142 de 1994 y 42 de la Ley 142 de 1994 según los cuales "la Comisión de Regulación debe definir por medio de mecanismos y procedimientos la concurrencia de los oferentes y que las transacciones de energía entre los diferentes agentes se celebren vía licitación pública bajo los principios de libre competencia como lo menciona el citado artículo 35 y 42 de las leyes 142 y 143 de 1994.
- Es claro que la CREG tiene la facultad de definir los principios, criterios, procedimientos que deben cumplir los agentes para realizar sus operaciones en el mercado de energía, así como de definir todos los aspectos relativos al funcionamiento de este mercado todo lo anterior con el fin de que se cumplan lo objetivos definidos en la ley. En este orden de ideas la legitimidad del MOR está supeditada al cumplimiento de dichos objetivos.
- La propuesta es inconveniente e inconstitucional porque favorece la consolidación de los monopolios, encarece innecesariamente el costo del servicio, restringe la libre competencia, hace a las empresas y servicios ineficientes y no mejora la calidad del servicio de los usuarios.
- Citan algunos de los mandatos legales contenidos en las leyes 142 y 143, los artículos 333 y 334 de la Constitución nacional y manifiestan que la regulación del MOR es contraria esos mandatos y que la Comisión no tiene facultad para adoptarlo.
- Se desconoce el principio de neutralidad dado que se obliga a los comercializadores a participar en tanto que para los generadores la participación es voluntaria.
- No es claro si las ventajas del esquema propuesto compensan los costos que éste implica. Ante el riesgo del costo por sobreestimación de demanda, costos transaccionales y costos de garantías la CREG ha dicho que dichos costos se trasladan al usuario lo cual es contrario al objetivo básico de asegurar la adecuada prestación del servicio en beneficio del usuario en términos de calidad y costo.
- El esquema obliga a que toda la demanda se atienda a través de los contrato del MOR con lo cual no hay otra opción para los comercializadores para atender a sus usuarios regulados, lo cual implica una restricción a la libre negociación contractual que se señala en el artículo 42 de la Ley 142 de 1994.
- La CREG define la demanda objetivo para cada subasta con lo cual la CREG toma un papel adicional al de regulador. Se sugiere que sea un tercero quien determine la demanda y que el regulador se limite a fijar las reglas de funcionamiento del mercado y no participar activamente en la definición de las variables.
- Al definir que la participación de los comercializadores es pasiva se pierde la interacción entre las partes y la dinámica del mercado contrariando los principios constitucionales de libertad económica y la libre competencia, normas superiores que las amplias facultades de la Comisión no pueden vulnerar.

Respuesta

Los análisis legales que sustentan la propuesta regulatoria para la adopción e implementación del mercado regulado se presentaron en el documento CREG 073 de 2011. A lo largo del documento se analiza el alcance de los principios constitucionales de la libertad de empresa y la libre competencia y se muestra como según lo ha manifestado la jurisprudencia estos no son absolutos y pueden ser objeto de limitaciones en el contexto de lo que señala la ley de servicios públicos. Tal y como se muestra en el documento mencionado la propuesta del Mercado Organizado se ajusta a los principios constitucionales en el contexto de las funciones y objetivos que han fijado las leyes para el ejercicio de facultad de regulación.

En otros apartes de este documento se muestra como la propuesta cumple con el objetivo de alcanzar una mayor eficiencia económica en las compras de energía para el mercado regulado. Los mayores costos que puede generar temas como las garantías y el GMF se compensan con la mayor eficiencia y transparencia en la formación del precio que se trasladará a los usuarios.

No se considera que la diferencia de la obligación de participación de los comercializadores y los generadores sea violatorio del principio de neutralidad. La neutralidad no conlleva necesariamente el mismo tratamiento para comercializadores y generadores. La misma Ley 142 de 1994 prevé que la regulación puede dar un tratamiento diferencial dependiendo de la posición de los agentes en el mercado. Como se ha explicado ya en otras ocasiones esta diferencia en la obligación de los generadores y comercializadores en cuanto a la participación en el MOR busca lograr una mayor concurrencia en la oferta en el momento de realizar la subasta y con ello busca alcanzar los objetivos primordiales del esquema MOR.

Como se explica en este documento, se ajustó la propuesta para asegurar un papel más activo de los comercializadores en la definición de la demanda a contratar. Dada la estructura de integración vertical del mercado y la obligación establecida en el Decreto 387 de 2007 de trasladar la totalidad del costo de las compras de energía a los usuarios regulados, no se considera conveniente dejar a que sean los comercializadores quienes definan libremente la demanda a contratar. Dado que la definición de la demanda es fundamental en la formación de un precio eficiente en las subastas del MOR y por tanto en la definición de la tarifa del usuario final regulado, corresponde a la Comisión definir las variables necesarias para asegurar la mayor competencia posible en la subasta y por tanto la eficiencia de las compras en el esquema MOR.

2.8.2. SEGURIDAD JURÍDICA, CLAUSULA DE AJUSTE

Comentario

- Es necesario establecer una cláusula que permita que si hay cualquier cambio (leyes, decretos, resoluciones, acuerdos) que conlleven la modificación de las condiciones iniciales de las transacciones en el MOR, éstas se ajusten con la modificación automática del precio del MOR, así como se hace en los contratos actuales de compraventa de energía.

Respuesta

Al respecto se reitera lo manifestado en el Documento CREG 072 de 2011 en cuanto a que uno de los principales objetivos del esquema propuesto es garantizar el suministro de energía a la demanda con una cobertura de precio. Introducir cláusulas como la que se plantea conllevaría variaciones inconvenientes del precio que se trasladaría al usuario final.

2.9. OTROS COMENTARIOS ESPECÍFICOS

Comentario

- “¿Cómo pretende la CREG que haya competencia en esta actividad, mediante una subasta de oferentes, cuando la principal preocupación manifestada por la CREG

cuando se refiere al mercado en la Bolsa de Energía, es que por ser un mercado de oferentes, con un nivel importante de concentración de capacidad, hay comportamientos de oligopolio?"

Respuesta

El éxito del MOR o de cualquier otro esquema de asignación de contratos forward (como el esquema actual de convocatorias públicas) depende de que exista un nivel suficiente de competencia en la bolsa de energía, dado que estos contratos son un derivado del precio de bolsa.

Sin embargo, en la subasta del MOR se toman unas medidas que previenen posibles abusos de poder de mercado y/o colusión, como son: 1) Control de la información de los participantes, 2) Elasticidad de la curva de demanda, y 3) Selección del tipo de subasta según la concentración del mercado. Adicionalmente se neutraliza el efecto de la integración vertical en la adjudicación de las compras de largo plazo, el cual es un problema del sistema de convocatorias públicas vigente.

Comentario

- *"Nuestra lectura y análisis del Artículo 66 de la propuesta regulatoria, entendemos unas reglas y normas de participación diferentes para los Generadores, según su capacidad instalada, lo que conlleva a un tratamiento diferencial, en detrimento de las Plantas Menores."*

Respuesta

Las plantas menores pueden respaldar obligaciones de venta en el MOR, al igual que las plantas mayores, por lo que la interpretación es errónea.

Comentario

- *"El artículo 66 se modifica la regulación pertinente para permitir a las plantas menores vender en el MOR, pero no para el caso de los cogeneradores. Adicionalmente en la opción 3 se debe tener en cuenta que los generadores no pueden atender usuarios. Esta redacción fue corregida en la Resolución CREG 005 de 2010 para los cogeneradores."*

Respuesta

En el literal c del artículo 46 de la resolución se establece que las plantas no despachadas centralmente y los cogeneradores, pueden respaldar obligaciones de venta en el MOR hasta la ENFICC día declarada para la planta.

Comentario

- Definir una política de contratación del mercado regulado, la cual permita definir criterios y metodologías que permitan de manera general definir las variables relevantes de cada subasta.
- Tendencia regulatoria a centralizar decisiones que deberían tomar los agentes.
- Tendencia regulatoria a enfatizar la pasividad de la demanda dentro del Mercado.

- El regulador como un agente más del mercado.
- Es preocupante las responsabilidades que asume la CREG en la gestión de compra de energía en este esquema, dado que no se plantean, al menos de forma conceptual, los criterios que se tendrán en cuenta para las principales variables, como son el precio de inflexión y la elasticidad precio de la demanda.
- El regulador establecería el precio del mercado – mención al documento 065 de 2006.
- El precio trasladado al MOR sería el precio trasladado al usuario y no el resultado de la interacción entre agentes y de diversas opciones que estos puedan tomar.

Respuesta

La tarifa de los usuarios regulados se fija bajo el régimen de libertad regulada, el cual es definido en el artículo 14 de Ley 142 de 1994 de la siguiente forma:

"14.10. LIBERTAD REGULADA. Régimen de tarifas mediante el cual la comisión de regulación respectiva fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor."

Adicionalmente, el literal f del artículo 23 de la Ley 143 establece que es competencia de la CREG lo siguiente:

"f) Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados ..."

Entendemos que la ley ha facultado a la CREG para fijar la metodología y/o tarifas de venta de para los usuarios finales regulados.

El mercado de comercialización para usuarios regulados es un monopolio regional, el cual tiene el agravante de que adicionalmente presenta integración vertical entre comercializadores-distribuidores y generadores. Es evidente desde un punto de vista de teoría económica que un mercado con estas características no es eficiente por si solo y va en contravía del interés general.

Por esta razón desde el comienzo del mercado se implementaron medidas de intervención para mitigar estas fallas de mercado, como lo son el cargo máximo de comercialización, el benchmarking de la fórmula tarifaria, y el esquema de convocatorias públicas vigente actualmente. El MOR es un mecanismo que busca corregir las fallas del esquema de convocatorias públicas actuales y del benchmarking de la fórmula tarifaria.

Comentarios

- Asignar la función a XM solamente de liquidación, y hacer el recaudo bilateral entre agentes.
- Establecer que el recaudo de las obligaciones del MOR sea directamente entre los agentes y no centralizadamente, para evitar un doble pago del 4 por mil.
- Administrar los contratos MOR de la misma forma a como se hace con las cuentas del Sistema de Transmisión Regional, esto es, las liquidaciones se realizan de manera centralizada pero la facturación y el pago de forma descentralizada. En caso contrario, trasladar dicho impuesto vía tarifa.

Respuesta

La propuesta agrega gran complejidad al manejo de las garantías y administración de los pagos, por lo que no se considera conveniente.

Comentarios

- Los problemas de suministro de gas natural de los generadores térmicos implican que estos no podrán asumir compromisos de contratos bilaterales de largo plazo, lo que se traduce en una reducción de la oferta.
- Tener en cuenta la situación coyuntural del mercado de gas natural y combustibles líquidos, que puede afectar la formación de los precios.
- Presentar a la industria un documento con el análisis del escenario futuro del gas y del atraso de proyectos, los cuales están afectando la contratación a corto y mediano plazo.

Respuesta

El suministro de gas natural está siendo tratado en otros estudios y resoluciones diferentes.

Comentario

- *"El estado actual de la propuesta restringe de manera significativa la competencia minorista, en la medida en que la participación de la demanda regulada es obligatoria y además su injerencia en la determinación de la curva de demanda a ser subastada no es suficiente, dado que se limita a las estimaciones individuales de los comercializadores (verificadas y corregidas centralmente) y carece de la disponibilidad a pagar real de los usuarios por el recurso".*

Respuesta

El mercado de comercialización para usuarios regulados es un monopolio regional, por lo que no se presenta sustento para la afirmación de que el MOR restringe la competencia en dicho mercado.

Comentario

- El nuevo esquema elimina las señales de formación de precio de largo plazo, restringiendo la dinámica de las negociaciones bilaterales y los ajustes de los agentes antes las condiciones de mercado.

Respuesta

Las señales de largo plazo están dadas por el Cargo por Confiabilidad, los resultados de las subastas del MOR, y los contratos bilaterales entre agentes, los cuales no se eliminan con la entrada del MOR. Por lo que cual no se comparte la afirmación.

Comentario

- Adicionar que los agentes deben notificar sus operaciones en los mercados de derivados y cesiones en el mercado secundario.

Respuesta

El reporte de las operaciones en los otros mercados de derivados, diferentes al MEM, es un tema diferente al MOR. En cuanto a las cesiones, es obligatorio registrarlas en el ASIC.

Comentarios

- “El MOR sería un producto que intenta replicar con muchas falencias los contratos de futuros estandarizados usados en el sector financiero, exponiendo al MEM como prestador de un servicio público esencial a unos riesgos devastadores para el mercado”
- El MOR actuaría como una especie de cámara central. La resolución del MOR no tiene las herramientas necesarias para mitigar y controlar el riesgo de la posible quiebra de uno de los jugadores grandes del mercado.

Respuesta

Las anteriores afirmaciones son realizadas sin sustento. A pesar de lo anterior, se realizan las siguientes precisiones sobre el tema:

El tipo de productos que van a ser transados en el MOR son contratos derivados tipo forward, en los cuales no necesariamente se maneja el riesgo de contraparte mediante una cámara de riesgo central de contraparte. Este tipo de productos es muy usado a nivel mundial, y no solamente por el sector financiero, sino en las transacciones de diferentes tipos de materias primas. Al respecto, el Bank for International Settlements (2011, página 10) estima que las cantidades transadas en esta clase de derivados es alrededor de 10 veces las transadas en futuros y opciones, que son los productos que se transan en una cámara de riesgo central de contraparte.

Se puede obtener información detallada acerca de qué es un derivado forward, y los instrumentos que usualmente se utilizan para el manejo del riesgo de contraparte en este tipo de contratos, en Bank for International Settlements (1998).

En cuanto al caso particular de las transacciones de energía mediante contratos tipo forward, estos han sido utilizados en el mercado mayorista de energía desde sus inicios como instrumento para cobertura del riesgo de precio de bolsa. Adicionalmente, existen esquemas de subastas de derivados tipo forward similares al MOR operando en New Jersey (ver www.bgs-auction.com) y España (ver www.subasta-cesur.eu).

Por lo anterior, se aclara que el objetivo del MOR no es “replicar” una cámara de riesgo de contraparte, sino que se trata de un esquema de subasta para asignar contratos forward. En cuanto a la afirmación acerca de los “riesgo devastadores para el mercado” que traería el MOR, se considera que existen suficientes experiencias, tanto nacionales como internacionales, que la contradicen y desvirtúan.

Comentario

- Se afecta el principio de suficiencia financiera, en el sentido de que los costos que recuperarían las empresas comercializadoras de la demanda regulada no corresponderían a aquéllos eficientes que se pretende con la propuesta.

Respuesta

Conforme a la fórmula tarifaria, el comercializador que atiende usuarios regulados recupera todos los costos en los que incurre en el MOR, por lo que no se afecta el principio de suficiencia financiera.

Comentario

- Es conveniente que se realicen talleres donde se simulen los aspectos de liquidación, subasta, etc.

Respuesta

Se acepta la propuesta.

Comentarios

- Acompañar la propuesta con una evaluación del impacto del precio para el mercado regulado, para tener alguna certeza de los eventuales resultados del nuevo esquema de contratación.
- No se identifica una medición de impacto sobre la tarifa final de los usuarios, con costos adicionales no asociados a la compra y venta, como los de garantías. Lo que se ha interpretado a partir de la posición de la CREG, es la aplicación del pass-through de dichos costos al usuario final.
- Es importante asegurar que los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera no se vean afectados por unos costos de implementación y garantías que superen los beneficios.
- El aumento de los costos del esquema actualmente va en contravía al principio de eficiencia.

Respuesta

En el Anexo 1 se presenta una simulación del costo de las garantías del esquema. No obstante, es importante resaltar que en la resolución se implementaron dos nuevos mecanismos, adicionales a los propuestos en la Resolución CREG 090 de 2011, que reducirán de forma importante el costo de las garantías: 1) Los contratos de cesión de derechos futuros, y 2) El respaldo con demanda de usuarios no regulados.

Comentarios

- El informe No.57 CSMEM y el Dr Frank Wolak apunta a que el esquema MOR, aunque puede establecerse como un mecanismo de formación de precios eficientes, no precisamente conllevará a una reducción de precios a favor de la demanda regulada.

- Lo que puede ser eficiente no necesariamente asegurará disminuir la brecha entre los precios del mercado regulado y no regulado.
- Resulta contradictorio que en un mercado oligopólico como el colombiano y con el objetivo de lograr precios más bajos para el usuario final, se establezca un esquema con características como la obligatoriedad para la demanda regulada, la restricción de otras formas de transacción para la misma y la duración del producto (1 año), so pena de que éste pueda aumentar la capacidad de la oferta de subir los precios de la electricidad, como lo ha sugerido el profesor Frank Wolak (2009).

Respuesta

El objetivo principal del MOR es obtener un precio eficiente de la energía para trasladar a los usuarios regulados y no necesariamente bajar dicho precio. Por lo tanto lo planteado por el documento No.57 CSMEM y el Dr Wolak acerca de que el mecanismo MOR es un mecanismo de precios eficientes está conforme a los objetivos buscados por la CREG.

Comentario

- El esquema MOR parece desvanecer el papel de los comercializadores independientes en el mercado que de alguna manera cumplen una función importante en el arbitraje y en la formación de precios de los mercados primarios y secundarios de los futuros. Lo anterior, exacerba el poder de mercado de los vendedores, que actúan activos en el MOR, frente a los compradores con un comportamiento completamente pasivo.

Respuesta

El MOR no restringe ninguna de las funciones actuales de los comercializadores, dado que estos pueden seguir incorporando usuarios regulados como no regulados. Por lo anterior no compartimos el comentario.

Comentario

- El modelo de comprador único cuando hay poder de mercado en el lado de la oferta es arriesgado porque facilita prácticas restrictivas de la competencia.

Respuesta

La implementación del MOR no implica un modelo de comprador único, dado que las operaciones en el mercado no regulado son opcionales y dependen tanto del usuario como del comercializador. Adicionalmente el esquema de subastas del MOR incluye varias herramientas que disminuyen la posibilidad de que se ejerzan prácticas restrictivas de la competencia, como son la curva de demanda y el manejo de la información.

Comentario

- El esquema propuesto es de difícil comprensión, tanto en el esquema de subasta como en la liquidación misma.

Respuesta

La subasta del MOR es una subasta de dos productos cuyo funcionamiento ha sido explicado en varios talleres, documentos y modelos para pruebas en un período superior a dos años. En cuanto a la liquidación de las obligaciones en el MOR, esta es menos compleja que la liquidación de los contratos bilaterales actuales dado que se trata de productos estandarizados. Sin embargo, durante su implementación se seguirán realizando talleres y entrenamientos al respecto.

Comentarios

- Según lo expuesto en el documento CREG D-072-11, el esquema propuesto es la solución a la falta de competencia en el mercado minorista. En este sentido, parece más conveniente promover la competencia minorista.
- Si bien la competencia minorista aún no se ha materializado en el mercado regulado, promover una propuesta como el MOR parece una medida de adaptación a las condiciones actuales del mercado en esta materia; pues en vez de desarrollar mecanismos para incentivar esta competencia, se está impulsando una medida que prácticamente acaba sus perspectivas.

Respuesta

La implementación del MOR no está en contravía de la competencia minorista. Adicionalmente la comisión está analizando medidas para promover la competencia minorista, como la reducción del límite de usuario no regulado. No obstante, mientras los usuarios estén siendo atendidos en un monopolio regional de comercialización, como es el caso actual de los usuarios regulados, se debe garantizar la eficiencia en el precio trasladado al usuario por concepto de las compras de energía. Al respecto, nos permitimos consultar la información sobre los esquemas ya utilizados en New Jersey (www.bgs-auction.com) y España (www.subasta-cesur.eu).

Comentario

- No se puede determinar con certeza la energía remanente, dada las diferentes formas de contratación bilateral existente.

Respuesta

Es imposible conocer exactamente la energía remanente en el momento de realizar las subastas MOR, aunque los contratos actuales fueran estándar, dado que no se conoce con certeza la demanda regulada futura. Lo que se necesita es una aproximación, con un intervalo de confianza aceptable, para poder asignar a la demanda un nivel de cobertura adecuado. Actualmente se realizan proyecciones de las cantidades despachadas en contratos para calcular las garantías en el MEM, por lo que la misma metodología puede ser aplicada para la estimación de la demanda remanente.

Comentarios

- Revisar el perfil de contratación de los agentes, dado que algunos comercializadores han comprado energía para los bloques de media y baja demanda, dejando las horas de alta demanda descubiertas, aspecto que podría exacerbarse con la entrada del MOR.

- Se sugiere analizar la contratación de los comercializadores regulados con el fin de evitar comportamientos oportunistas

Respuesta

No se considera necesario, dado que por un lado los contratos realizados por los comercializadores antes de la entrada del MOR no se van a modificar. Por el otro lado, una vez entre el MOR las compras en contratos de los agentes no podrán trasladarse a la tarifa de los usuarios regulados si superan el precio de bolsa.

Comentarios

- Cuando un usuario no regulado ingrese a ser atendido por el comercializador incumbente por efecto del retiro de su comercializador, la exposición a bolsa de los demás comercializadores regulados del país aumentaría, lo cual es inconveniente.

Respuesta

La situación planteada sucede con el esquema actual tanto como con el esquema MOR. Para evitar comportamientos oportunistas derivados de lo anterior se expidió la resolución 183 de 2009.

Comentarios

- Contemplar la posibilidad de realizar subastas de reconfiguración que ajusten la demanda en caso de una alta migración de demanda no regulada hacia el mercado regulado.

Respuesta

La demanda se ajustará a través de las múltiples subastas en las que se asignarán las compras en contratos. Adicionalmente se puede mantener un margen de seguridad para evitar sobrecontrataciones.

Comentario

- A cambio de introducir un mercado organizado, el regulador debería estimular el ingreso de operadores sofisticados de mercados de derivados, que obtengan su sustento en respuesta al valor que agreguen por su desempeño.

Respuesta

La propuesta no cambia el hecho de que el mercado regulado de comercialización es un monopolio regional. Adicionalmente es importante destacar que actualmente existe un mercado de contratos forward, y un mercado de futuros de energía, los cuales son un complemento al esquema propuesto.

Comentario

- Se revise la coexistencia de los contratos bilaterales y el MOR, teniendo en cuenta que en los períodos de baja hidrología se presentaran aumentos de los precios de bolsa, los cuales serían trasladados al usuario final.

250 *JAN*

Respuesta

Los contratos bilaterales no se eliminan con la entrada del MOR sino que los precios de dichos contratos no se trasladarán al usuario final regulado si superan el precio de bolsa.

Comentario

- Se defina con claridad el manejo que se le debe dar a las obligaciones de compra para el mercado regulado ante incumplimientos. Estos contratos no deberían cancelarse frente a eventos de incumplimiento, dado que dicha energía quedaría expuesta a bolsa.

Respuesta

Ante eventos de incumplimiento las obligaciones de venta en el MOR con destino al mercado regulado se cancelan, no obstante el dinero recaudado del agente incumplido por concepto del incumplimiento de la obligación, incluyendo las garantías que este haya entregado por este concepto, se transfiere a la demanda regulada. Por lo tanto, no se considera necesario continuar con las obligaciones de un agente que no está cumpliendo sus compromisos en el mercado.

Comentario

- No terminar las obligaciones de un comercializador incumplido, porque dejaría a sus usuarios expuestos a bolsa.

Respuesta

En el caso de usuarios regulados, cuando se implemente el esquema de PUI para todas las clases de comercializadores, los usuarios de un comercializador serán trasladados a otro comercializador, por lo que no quedarán expuestos. No obstante, mientras esto no suceda, se debe separar al comercializador de las compras en el MOR, dado que en caso contrario se produciría un riesgo en el pago de las obligaciones en el MOR que incrementaría los precios de venta.

En el caso de usuarios no regulados, los usuarios deben tener en cuenta el riesgo descrito al momento de seleccionar un comercializador que los atienda.

Comentario

- Analizar la posibilidad de eliminar los límites de comercialización vigentes, pues son inaplicables frente al nuevo esquema de compra de energía.

Respuesta

La modificación de los límites de comercialización vigentes se considerarán en la definición de demanda a subastar.

251 JAA M

Comentario

- En el artículo 59, literal a) de la Resolución CREG 090 de 2011, en la modificación de la Resolución CREG 024 de 1995, se hace referencia a que los transportadores reciben o pagan la diferencia entre las pérdidas asociadas a la demanda doméstica. Debe ajustarse esta mención.

Respuesta

El objetivo de la resolución no es modificar nada de lo relacionado con transporte de energía eléctrica, por lo tanto no se acepta la sugerencia.

2.10. TEMAS TRASVERSALES

2.10.1. CONTRATO DE MANDATO

- Es necesaria la revisión del contrato de mandato teniendo en cuenta las nuevas responsabilidades que asume XM.

Respuesta

Como se dijo en el Documento CREG 072 de 2011, la revisión del contrato de mandato no es una condición para la implementación del esquema MOR. Las nuevas obligaciones y funciones que se crean para la administración y operación del Mercado Organizado pueden ser ejercidas por el ASIC con el contrato existente.

2.10.2. CAMBIO DE USUARIOS DEL MERCADO REGULADO AL NO REGULADO Y CAMBIO DEL LÍMITE PARA SER USUARIO NO REGULADO

Comentarios

- Revaluar los límites de la demanda no regulada.
- Tener en cuenta aspectos como la universalización del servicio en los temas sobre desregulación del mercado.

Respuesta

Este tema se está analizando actualmente pero no corresponde a la reglamentación del MOR.

2.10.3. MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN 119 DE 2007.

Comentario

- Ajustar la fórmula tarifaria para que el comercializador pueda trasladar el efecto de las ventas a bolsa producto de las operaciones en el MOR.
- Las desviaciones horarias entre la compra de energía en el MOR y venta de cada comercializadora ocasionaría una pérdida financiera para los agentes.

- Ajustar la fórmula tarifaria para que reconozca los costos de sobre y sub contratación en el MOR debido a retiros de demanda y a las diferencias entre las curvas de carga de cada comercializador y la curva agregada nacional.
- Aclarar cómo se calculará el precio de MOR mensual que se trasladará al usuario mediante la fórmula tarifaria.

Respuesta

La fórmula actual permite trasladar los costos por concepto de subcontratación. En cuanto al caso de sobrecontratación, este ajuste se realizará a la fórmula tarifaria.

2.10.4. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Comentario

- Trasladar los nuevos costos de garantías en la nueva metodología del Cargo por Comercialización.
- Establecer la forma de traslado de los mayores costos de garantías a los usuarios.
- Establecer el traslado de las ventas en bolsa por efecto del MOR, el mayor costo en garantías en la fórmula de traslado al usuario final y el gravamen de movimientos financieros.

Respuesta

Estos comentarios se analizarán en el contexto de la nueva metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

2.10.5. PROVEEDOR DE ÚLTIMA INSTANCIA

Comentarios

- Hacer claridad acerca del procedimiento que operará ante incumplimientos por parte de los comercializadores de demanda regulada, y acerca del PUI.
- Expedir el esquema de prestador de última instancia previo a la expedición de la norma definitiva.
- Precisar las causales de retiro del mercado.

Respuesta

Actualmente ya está definido quien atiende a los usuarios de comercializadores no integrados con el distribuidor y las reglas de retiro del mercado. Actualmente la comisión se encuentra considerando el esquema de PUI y las causales de retiro del mercado para todas las clases de agentes. No obstante, se resalta que este tema es independiente del MOR, dado que existe actualmente.

2.10.6. IMPACTO TRIBUTARIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MOR

Comentarios

- Evaluación del impacto que los aspectos tributarios pueden tener en la tarifa de los usuarios finales. Estas nuevas cargas son contrarias a la eficiencia que es sustento de la propuesta.
- Señalar en el primer artículo del documento que los términos allí utilizados sólo tiene alcance para efectos regulatorios por cuanto la contradicción con los términos fiscales puede generar riesgo para los agentes.
- Timbre: en la nueva propuesta no se incluye la certificación: si se emite a solicitud de una agente debe ser este quien asuma el costo del impuesto?
Para la cesión de obligaciones se propone que se emita un documento para registrar ante el ASIC. Este documento podría estar gravado. Sugieren que se establezca un esquema diferente para evitar este gravamen.
- GMF: No consideran que se puedan aplicar las exenciones que aplican a las bolsas de "commodities" tal y como se concluyó en el concepto de Lewin & Wills.
El pago del GMF no sólo se duplica como ha analizado la CREG, y este mayor impacto se verá reflejado en la tarifa de los usuarios. La Comisión debe analizar las alternativas para que este impacto no se presente.
- Impuesto de Industria y Comercio: El impuesto de industria y comercio que aplica a los propietarios de obras de generación conforme a la ley 56 de 1981, y la implementación del MOR no debe conllevar un cambio en esta condición.
- Estampillas: en el esquema actual comprador y vendedor conocen la aplicación de las estampillas. Hay incertidumbre sobre cómo sería la aplicación de las mismas en el esquema MOR y ello puede dar al traste con la eficiencia que busca el mecanismo. Solicitan que no se cierre la puerta a analizar estos temas.
- GMF: dado que la ley 1430 mantiene el GMF se solicita que la liquidación se haga de tal forma que los pagos se hagan directamente entre los agentes, en un esquema parecido al de las liquidaciones de STR.
- ICA: se debe reglamentar para que todo el ICA no sea pagado en un solo municipio.
- Revisar costo fiscal que impone a las empresas el nuevo esquema y como los pueden recuperar de los usuarios.
- Se debe revisar el costo que se va a generar por concepto del GMF adicional que deberá pagarse por las transacciones y especialmente por el factor impositivo que tiene sobre los ingresos del ASIC: "cada peso que paga el ASIC por el GMF, lo recupera con una facturación de aproximadamente 1.5 veces dicho valor, lo cual implica que si el GMF es 4xmil, el costo para los agentes es de 6xmil, lo cual quiere decir que no son dos veces, sino dos veces y media, que tendrían que pagar los agentes por GMF." Esto va en contra del principio de eficiencia económica. Si se usa un mecanismo de costo y liquidación similar al que se usa para STR se evitaría este costo.
- GMF: esquema de liquidación y pago va a duplicar el GMF, se debería estudiar posibilidad de que XM liquide y los agentes paguen en forma bilateral.
- GMF: la propuesta obliga a duplicar el pago del GMF lo que puede equivaler a 57 mil millones al año 1.45\$ por kWh adicional al costo de la garantía. No se puede trasladar a los usuarios estos costos derivados de las ineficiencias de la regulación.
- El costo por el GMF que estará vigente hasta el 2018 es fundamental a la hora de determinar el costo del esquema planteado.
- Debe tenerse en cuenta el efecto que los tributos locales tendrán en las ofertas de los generadores. Puede esperarse que por la integración de comercialización y generación los impuestos se incluyan en la oferta aumentando los costos.
- Reiteran comentarios presentados a la Resolución CREG 023 de 2009 sobre GMF e ICA.

- Impuestos municipales: hoy los contratos tiene cláusulas de ajuste en caso de creación de estampillas y así previenen este riesgo. Dado que esta posibilidad no se prevé en el esquema MOR podría ir en contra de la eficiencia en la formación del precio ya que la incertidumbre que genera para el vendedor puede llevar a tener que reflejar el riesgo en un mayor precio para reflejar la posibilidad de que un gran número de estampillas estén gravando la energía que vende.
- El GMF se verá triplicado y esto afectará la tarifa de los usuarios finales por lo que deben buscarse mecanismos como la CRCC donde no se paga ese impuesto.
- ICA: actualmente la tarifa de ICA que pagan los generadores estas definida por la Ley 56 de 1981, esta situación no debe cambiar por el hecho de que se consideren las transacciones en el MOR como transacciones en la bolsa de energía.
- Solicitan se informe que cargos tributarios aplicarán a las transacciones del MOR con aval de la DIAN.
- Consideran preocupante el impacto que la propuesta puede tener por los temas impositivos ya que se duplicará el pago del 4 por mil.

Respuesta

El artículo 4 es claro al establecer que las definiciones allí contenidas se tienen en cuenta para efectos de la aplicación de las normas sobre el MOR.

Se ajustó la resolución para incluir la expedición del documento en el que consta el resultado de la subastas MOR. En cuanto a la expedición de esta certificación por parte del ASIC y el impuesto de timbre se reitera lo señalado en el documento 072 de 2011 en cuanto a que en el análisis de los aspectos tributarios para la implementación del MOR los asesores de la Comisión concluyeron que no hay lugar a la aplicación del mismo y llama la atención sobre el hecho de que éste estuvo vigente únicamente hasta el 31 de diciembre de 2009. Esta misma consideración se aplica a la expedición del documento en que consten las cesiones de las obligaciones adquiridas.

Con respecto a la aplicación del GMF se reitera que en tanto que no es totalmente clara y evidente la aplicación de la exención identificada por el asesor tributario se debe asumir que es un gravamen que deberá aplicarse en los pagos que se realicen por las transacciones realizadas en el MOR.

La propuesta regula el mecanismo de compra de energía con destino al mercado regulado y no tiene relación con las disposiciones relativas al ICA aplicable las obras de generación. Al respecto en el estudio tributario realizado por la firma Lewin & Wills los asesores concluyeron que la propuesta para la implementación del MOR ni modifica ni afecta indirectamente la aplicación de las disposiciones sobre el pago del ICA por parte de los generadores.

El estudio mencionado Lewin&Wills, que se presentó para comentarios y cuyo informe final fue publicado, identifica los aspectos fundamentales del impacto que en relación con los tributos tendrá la implementación de la propuesta. No se observa la necesidad de realizar análisis adicionales.

Como se ha dicho, no se prevé que la Comisión pueda adoptar disposiciones que eliminen o trasladen los costos que implica para los agentes su creación. En este contexto se entiende que en tanto que los agentes son quienes asumen el costo de las mismas, los deberán reflejar en las ofertas que realicen en el mercado.

Anexo 1

Contratos de Cesión de Derechos de Crédito Futuros

Uno de las grandes preocupaciones planteadas por los agentes acerca de la propuesta del MOR es el incremento en el monto a garantizar al mercado los comercializadores que atienden demanda regulada. Al respecto, se propone la implementación de un nuevo tipo de garantía en el mercado denominada Contratos de Respaldo con Ingresos de Generación, los cuales podrían reducir significativamente los montos a garantizar mediante garantías bancarias. A continuación se detallan los aspectos de esta propuesta.

Descripción del esquema de garantías de la bolsa de energía

Actualmente en la bolsa de energía los comercializadores pagan la energía que sus usuarios consumen con posterioridad al consumo; es decir, la energía que se consume en el mercado es pagada en una fecha futura³. Esta situación ocasiona que ante el incumplimiento en los pagos de un comercializador, la bolsa no recaudaría la totalidad de la energía generada en el sistema, lo que produciría pérdidas para los agentes generadores.

Para cubrir estos eventuales incumplimientos, se solicitan a los comercializadores entregar al mercado garantías financieras. El monto de dichas garantías es el resultado de una proyección del valor de la demanda del comercializador que será comprada en bolsa⁴.

No obstante lo anterior, la mayoría de la energía que se consume en el sistema no se cubre mediante garantías bancarias. Las razones de lo anterior son: 1) Los contratos bilaterales, y 2) Un descuento del monto a garantizar que se aplica a los generadores por efecto de sus ingresos esperados en la bolsa. Lo anterior se presenta a continuación mediante un ejemplo:

Supóngase un sistema con dos comercializadores, C1 y C2, y dos generadores, G1 y G2. C1 tiene una demanda de 4 GWh-día y C2 tiene una demanda de 6 GWh-día, mientras que G1 tiene una generación de 3 GWh-día y G2 una de 7 GWh-día.

Sin contratos bilaterales C1 y C2 tendrían que respaldar, mediante garantías bancarias⁵, sus demandas por el precio de bolsa esperado por el número de días a cubrir. Por otro lado el ingreso esperado de G1 y G2 es su generación por el precio de bolsa por el número de días.

Ahora supóngase que C1 le compra a G2, mediante un contrato bilateral, una cantidad de energía igual a 4 GWh-día, a un precio PC. En este caso se presentarian dos modificaciones importantes:

- *C1 no tendría que presentar garantías a la bolsa, dado que compraría toda su energía bilateralmente a G2. En este caso el riesgo de un incumplimiento no lo asume la bolsa sino G2.*
- *G2 debe responder ante la bolsa por los 4 GWh-día vendidos a C1. Sin embargo, su generación esperada es de 7 GWh-día, por lo que tiene un*

³ Ver resolución CREG 024 de 1995.

⁴ Ver resolución CREG 019 de 2006.

⁵ En el mercado también se aceptan prepagos.

ingreso esperado positivo. En este caso resulta ilógico pedirle garantías a la bolsa, dado que se espera que recibe ingresos de ella. Esta consideración se implementó, en el reglamento de garantías de la bolsa, al descontar del monto a garantizar los ingresos esperados por concepto de generación⁶.

Nótese del ejemplo anterior que el monto global a garantizar a la bolsa disminuye cuando un generador le vende energía mediante contratos a un comercializador. Lo anterior sucede porque un contrato de venta de energía incluye un respaldo del agente vendedor al agente comprador por concepto del pago de esa energía a la bolsa. El cual, en el caso de generadores, se hace a través de sus ingresos esperados de generación.

Contratos de Cesión de Derechos de Crédito Futuros

Con la implementación del MOR la cobertura de la demanda regulada se realizará por medio de obligaciones MOR y no por contratos bilaterales. Esto produce, conforme a lo expuesto anteriormente, que el monto a garantizar mediante garantías bancarias se incremente. Este efecto ha sido fuente de preocupación de empresas y terceros, dado que acarrea un incremento en el costo de las transacciones en el mercado y adicionalmente reduce la capacidad de endeudamiento de las empresas.

Por lo anterior, se recomienda la implementación de un nuevo tipo de contrato en el mercado denominado "Contratos de Cesión de Derechos de Crédito Futuros", el cual consiste básicamente en que un agente generador compromete sus ingresos esperados en la bolsa como respaldo de los pagos que debe hacer un agente comercializador a la misma. Es decir, si el comercializador incumple con el pago de la energía que consume, el agente generador acepta que dicho pago se descuento de sus ingresos de generación.

Nótese que este contrato replica el respaldo del pago de la energía a la bolsa que actualmente hace un generador cuando le vende a un comercializador energía mediante un contrato, el cual se explicó anteriormente.

El efecto de la implementación de este producto es que el agente comercializador puede optar por firmar un contrato de respaldo con un agente generador como alternativa para la suscripción de garantías bancarias. Lo anterior produce que el costo de garantizar los pagos no se incremente con la entrada del esquema MOR en comparación al esquema de contratación bilateral actual.

⁶ Variable genideal del numeral b del anexo "PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE GARANTIAS FINANCIERAS Y MECANISMOS ALTERNATIVOS PARA CUBRIR TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA" de la resolución CREG 019 de 2006.

Anexo 2

Riesgo de precio en las transacciones del MOR y monto libre de garantía

En este anexo se presenta el análisis realizado al riesgo de precio que tienen las diferentes clases de participantes en el esquema MOR, las coberturas naturales que poseen, y el esquema de garantías aplicable para cubrir este riesgo. También se presenta una propuesta resultante de este análisis, que consiste en establecer un monto libre de garantía para el caso de los compradores del producto con destino al mercado no regulado.

Riesgo de precio

Para el caso del MOR, el riesgo de precio es el riesgo derivado de las variaciones del precio de la energía. Este aplica tanto para vendedores como compradores de ambos productos transados en el MOR, y se ilustra en el siguiente ejemplo:

Supóngase que el agente A pacta un contrato para la compra de energía con el agente B. El pacto se realiza en el año t para la compra de energía del año t+2, para una cantidad determinada de energía a un precio P. Si A no consume energía sino que la revende al mercado⁷, la ganancia de la operación estaría dada por la diferencia entre el precio PF, que es el precio de la energía en el año t+2, y el precio del contrato P.

Nótese que en este caso A tiene pérdidas cuando PF es menor al precio P, dado que estaría vendiendo la energía a un precio inferior al de compra. Asimismo, si el agente A incumple el contrato, el agente B no vendería la energía al precio P sino al precio PF. Por lo tanto, para cubrir el riesgo de un eventual incumplimiento de A, a partir del año t y hasta la finalización del contrato, el agente A debería garantizar al agente B un monto igual a la diferencia positiva entre el precio P y el valor esperado del precio PF⁸.

Por otro lado, si el agente A va a consumir la energía comprada a B, su riesgo es diferente, dado que no tendrá pérdidas ante las variaciones del precio PF. Es decir, el agente A, al firmar el contrato, conoce exactamente cuál va a ser el precio al que compro la energía en el año t+2, con independencia de los cambios de precio en el mercado. Por lo que en este caso está obteniendo una cobertura ante las los incrementos de PF.

Del ejemplo anterior se observa que el riesgo de precio depende de si se trata de un especulador o un consumidor. En el primer paso se hace necesario que el agente entregue garantías por efecto del riesgo de precio, mientras que en el segundo caso no.

Este razonamiento es el fundamento por el cual no se solicita garantías para cubrir el riesgo de precio⁹ a los compradores en el caso del producto regulado, dado que las obligaciones quedan vinculadas a los usuarios y no a los comercializadores¹⁰, por lo que se tiene certeza de que la energía comprada se va a consumir y a pagar al precio pactado¹¹.

⁷ Esta clase de agentes se denominan especuladores.

⁸ En el caso del MOR se supone un valor igual al piso de la bolsa (CERE) durante los meses de invierno. Por otro lado, en los mercados de derivados líquidos se calcula con base en la evolución de los precios de las transacciones y se denomina precio de futuro.

⁹ Son diferentes a las garantías para cubrir el riesgo de pago de la energía consumida.

¹⁰ Las asignaciones de compra del producto para usuarios regulados se distribuyen a prorrata de la demanda real, en lugar de establecer una cierta cantidad a cada comercializador.

¹¹ Con independencia de lo que pueda pasar con algunos usuarios, la demanda de los usuarios regulados tiene un comportamiento estable, al igual que su recaudo.

Por otro lado, en la propuesta original¹² del reglamento de garantías del MOR, se establecía que los compradores del producto no regulado tenían que entregar garantías de cumplimiento¹³ por la totalidad de la energía comprada. No obstante, se considera que dicha propuesta debe ser revaluada en el sentido de que cuando un comercializador compra en el MOR con el objeto de atender a sus usuarios no regulados, el consumo de estos reduce el riesgo que está tomando en comparación al comercializador netamente especulador.

Dado lo anterior, se propone establecer una cantidad de energía comprada en el MOR por la cual el comercializador no debe entregar garantías, la cual depende de la demanda de sus usuarios no regulados. No obstante, a pesar de que el comercializador este atendiendo a un usuario en el momento de la subasta MOR, este podría cambiar de comercializador en cualquier mes, lo que dejaría expuesto al comercializador al riesgo de precio resultante de sus compras en el MOR.

Por lo tanto, para considerar la demanda de un usuario no regulado como respaldo de la obligación en el MOR, se hace necesario que exista un compromiso del usuario de respaldar dicha compra. Este compromiso consistiría básicamente en que para cambiar de comercializador, el contrato del MOR se deberá trasladar al nuevo comercializador o se tendrán que constituir la garantía por el total de las obligaciones.

¹² Resolución CREG 090 de 2011.

¹³ Garantías para cubrir el riesgo de precio.

Bibliografía

- Bank for international settlements, 2011. "The macrofinancial implications of alternative configurations for access to central counterparties in OTC derivatives markets"
- Bank for International Settlements, 1998. "Report by the Committee on Payment and Settlement Systems and the Euro-currency Standing Committee of the central banks of the Group of Ten countries".

260 JAATM

Anexo 3
**Comparación del esquema Mercado Organiza (MOR) y esquema de Mercado
Organizado BVC-XM para la compra energía**

En este anexo se presenta un análisis comparativo de la propuesta MOR y el esquema de Mercado Organizado propuesto por la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y el operador del mercado (XM). El análisis toma como comparación los siguientes grupo de variables: i) control de mercado, ii) garantía cumplimiento y participación, iii) liquidez, iv) competencia, v) cubrimiento del retiro y vi) tributarios.

Descripción	Mercado Organizado MOR - CREG	Mercado Organizado Contratos BVC - XM
Anonimato	Sí	Sí
Control integración vertical	Sí	Sí
Neutralidad (Diferencia usuarios)	No	Sí
Garantía Riesgo cumplimiento	Sí <small>Cobertura con usuarios</small>	Sí
Garantía Riesgo crédito	Bancaria Prepago	CRCC
Obligatoriedad participación	Demandra	Demandra Oferta

CCRC: Cámara de Riesgo Central de Contraparte

Descripción	Mercado Organizado MOR - CREG	Mercado Organizado Contratos BVC - XM
Liquidez	Media Mercado Eléctrico Regulado	Alta Mercado Eléctrico Regulado Mercado Financiero
Regulación y vigilancia	MME, CREG y SSPD	MHCP y Superfinanciera
Obligatoriedad para CU	Reglamento operación	No es posible obligarlo
Competencia	Oligopolio	Mayor competencia
Retiro comercializador	Cubre energía usuarios	No cubre energ. usuarios
Formación de precios	Eficiente	Eficiente para producto. Riesgo para fuera

MME: Ministerio de Minas y Energía

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Descripción	Mercado Organizado MOR - CREG	Mercado Organizado Contratos BVC - XM
Manejo mercado	Agentes designados Ley	Privado con monopolio
Pago 4x1000	2 veces	No
Diferenciación productos	2 productos	1 producto (plano) Demanda diferente en bolsa
Plazo contratos	2 – 3 años Cobertura con usuarios	1 año Costo financiero

Anexo 4

Cuestionario evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios.

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

Objeto proyecto de regulación: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional"