



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**ANÁLISIS DE COMENTARIOS A LA
RESOLUCIÓN CREG 098 DE 2014**

**(RESPUESTA DE LA DEMANDA, RD, PARA EL MERCADO
DIARIO EN CONDICIÓN CRÍTICA)**

DOCUMENTO CREG-009
12 de febrero de 2015

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

**PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA, RD, PARA EL MERCADO
DIARIO EN CONDICIÓN CRÍTICA
Comentarios a la Resolución CREG 098 de 2014**

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ha adelantado un proceso para diseñar un programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica, publicado para comentarios en la Resolución CREG 098 de 2014 "Por la cual se regula la Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez" con documento soporte 056 de 2014.

Una vez transcurrido el periodo de consulta se recibieron comentarios de los siguientes remitentes:

	Remitente	Radicado
1	ACOLGEN	E-2014-010988
2	ALFAGRES S.A.	E-2014-010973
3	ANDEG	E-2014-011009
4	ANDESCO	E-2014-010939
5	ANDI	E-2014-011007
6	ASOCODIS	E-2014-010999
7	C.I. SIGRA S.A.	E-2014-010968
8	CAC	E-2014-010994
9	CARVAJAL S.A.	E-2014-011014
10	CEMENTOS TEQUENDAMA S.A.S.	E-2014-010975
11	CODENSA S.A. E.S.P.	E-2014-010951
12	COMPAÑÍA DE ENERGÍA DE OCCIDENTE S.A.S.	E-2014-011000
13	CORONA INDUSTRIAL S.A.S.	E-2014-011008
14	CRISTALERIA PELDAR S.A.	E-2014-010998
15	CRYSTAL S.A.S.	E-2014-010938
16	EEP S.A. E.S.P.	E-2014-010895
17	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	E-2014-010996
18	EMCALI EICE E.S.P.	E-2014-010972
19	ENERNOC	E-2014-010976
20	EPM E.S.P.	E-2014-010989
21	EPSA S.A. E.S.P.	E-2014-010960
22	GECELCA S.A. E.S.P.	E-2014-010876
23	GERDAU DIACO S.A.	E-2014-010977
24	GOODYEAR DE COLOMBIA S.A.	E-2014-011027
25	GROUPE SEB COLOMBIA S.A.	E-2014-010971
26	IBERPLAST S.A.	E-2014-011015

27	INNOVARI	E-2014-012232
28	ISAGEN S.A. E.S.P.	E-2014-010861
29	NELSON BERNAL BRAND	E-2014-011627
30	PAPELES Y CARTONES S.A	E-2014-010970
31	POSTOBÓN S.A.	E-2014-011005
32	PRODUCTOS FAMILIA S.A.	E-2014-010993
33	SEATECH INTERNATIONAL INC	E-2014-010978
34	SMARTEN S.A.S. E.S.P.	E-2014-010935
35	UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA	E-2014-012886
36	XM S.A. E.S.P.	E-2014-010893

2. ANÁLISIS DE COMENTARIOS

Los comentarios serán analizados de acuerdo con la siguiente agrupación de inquietudes presentadas:

2.1. Disposiciones generales

Comentario 1.

- Sugerimos reflejar en los considerandos y en el cuerpo de la Resolución el objetivo buscado con esta medida.

Respuesta

El objetivo del programa de la respuesta de la demanda en condición crítica se encuentra en el cuerpo del proyecto de resolución, y en la resolución definitiva será incluido en los considerandos.

2.2. Definiciones

Comentario 2.

- En la definición de frontera RD se especifica que únicamente se trata de fronteras de medición directa; sin embargo, en el cuerpo de la resolución se admiten también fronteras de línea base de consumo.

Respuesta

Dado que en los tipos de fronteras RD se definen las fronteras de RD con línea base de consumo y las fronteras con medición directa de RD, se acepta el comentario y se realiza el ajuste en la resolución definitiva.

10

PL

2.3. Características del programa o mecanismo de la RD

Comentario 3.

- No se ha definido el tiempo del cual dispone el CND para informar a los usuarios la activación del esquema.

El tiempo que dispone el CND para informar al comercializador que representa a los usuarios que participan en la RD, se especificará en la resolución definitiva.

Comentario 4.

- ¿Cómo se realiza un desempate cuando se presentan ofertas de precios iguales?

Respuesta

Se definirá en la resolución definitiva que sea el CND el que establezca un procedimiento aleatorio de orden de mérito para desempatar ofertas iguales.

Comentario 5.

- ¿Para el caso de una frontera de medición directa cómo se determinaría la demanda horaria a reducir del usuario para ser incluida en el formato para el despacho diario?

Respuesta

De acuerdo con el artículo 6, la oferta y la cantidad de energía a reducir enviada por el comercializador, ya sea de un tipo de frontera con línea base de consumo o con medición directa será enviada en forma horaria, lo anterior, según el formato que disponga el CND.

Comentario 6.

- ¿Con relación al paso 7 del artículo 10, qué pasa si la interrogación remota no es exitosa?

Respuesta

Se acepta el comentario, y se adiciona que para los casos en que la interrogación remota no es exitosa, no se considerará la reducción de demanda.

Comentario 7.

- ¿Para qué se propone una oferta del comercializador si de todas formas el precio a remunerar se establece por diferencia entre el precio de bolsa y el de escasez?

Respuesta

El precio de oferta para el programa de la RD en condición crítica tiene como objetivo conocer la señal de precio para el cual se activará la reducción de demanda de los usuarios que participan en él.

Comentario 8.

- Sugerimos para la resolución definitiva plasmar de manera más detallada la forma como operaría el despacho de la RD.

Respuesta

El despacho y el redespacho de la RD operaría bajo las mismas reglas de las plantas despachadas centralmente, lo anterior, se especificará en la resolución definitiva.

Comentario 9.

- Consideramos adecuado establecer un límite mínimo para la RD evitando volver muy compleja la operación y el seguimiento del mercado diario con múltiples cargas pequeñas que no tendrían beneficio real para el sistema.

Respuesta

El objetivo de la Resolución es incentivar la participación de la demanda de cualquier usuario que cuente con la medición, sin importar si la cantidad de energía a reducir es muy pequeña, para estos casos el comercializador se encargaría de la agregación de reducción de energía del programa y representar a los usuarios ante el mercado. Sin embargo, el comercializador al realizar la oferta y declaración de la energía a reducir, todas estas deben estar en unidades enteras en \$/MWh y en MWh respectivamente.

Comentario 10.

- Surge la duda si el término grupo de usuarios representados por un comercializador, se refiere a que el esquema permite que un comercializador agrupe varios usuarios en una sola frontera RD con línea base de consumo.

Respuesta

Un comercializador podría representar a un grupo de usuarios como carga agregada, donde cada usuario debe tener su frontera comercial. En la resolución definitiva se hará la aclaración.

Comentario 11.

- De acuerdo con el artículo 10, es necesario aclarar para qué tipo de usuarios aplica lo mencionado, y aclarar que solo aplica para los usuarios que prestan el servicio del programa de la RD y no para la totalidad de los usuarios.

- Conforme a los requisitos definidos para el equipo de medida en el artículo 9, el programa de la RD solo podrá ser aplicable para usuarios no regulados.

Respuesta

De acuerdo con lo definido en el artículo 5 del proyecto de resolución, no se hace referencia a un usuario regulado o no regulado, debido a que el programa está dirigido a cualquier usuario que esté interesado en participar en él.

Sin embargo, en el artículo 9 se establece que el usuario que participe en el programa o mecanismo de la RD, debe contar con equipos de medida tal y como se exige en las fronteras de los usuarios no regulados

Comentario 12.

- En el paso 6 del artículo 10 se debe aclarar que a diferencia de la disponibilidad de generación, la reducción de demanda de un usuario es completa y no podría plantearse reducciones parciales.

Respuesta

El comercializador que representa a la demanda en el programa propuesto debe tener la posibilidad de realizar reducciones parciales.

Comentario 13.

- Consideramos necesario adicionar en el artículo 4 que la característica del producto debe reconocer igualmente al consumidor que desplaza su consumo de electricidad fuera de los periodos picos.

Respuesta

Este tipo de producto no hace parte del programa propuesto. Se estudiarán otros productos para futuros programas de respuesta de la demanda.

Comentario 14.

- En el artículo 5 se limita la entrada a las empresas especializadas, como agregadores de carga.

Respuesta

El tipo de empresas especializadas como agregadores pueden participar en el programa propuesto si estas se registran ante el mercado mayorista como comercializadores, ya que la Ley 143 de 1994 establece que en el mercado mayorista participan solo generadores y comercializadores, y en la misma no se encuentra definida la figura de agregadores de carga.

Comentario 15.

- En el artículo 5 se propone adicionar el siguiente párrafo:
“Párrafo: Conforme el artículo 9º, numeral 2 de la Ley 142 de 1994, el usuario podrá elegir un comercializador que represente la frontera RD con cualquier comercializador registrado, e incluso puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía, o una empresa especializada”.
- Un agente puede realizar el registro ante el ASIC de una frontera del tipo RD, sin ser su representante comercial ante el MEM?

Respuesta

Se acepta el comentario y se hará la modificación en la resolución definitiva, en la cual se especificará que el usuario que desee participar en el programa de la RD podrá ser representado por un comercializador diferente al que le suministra la energía.

Comentario 16.

- No se debe excluir de la participación en el mecanismo de la RD que se defina, a los usuarios que participen de otros mecanismos de respuesta de la demanda.

Respuesta

Se acepta el comentario y se hará la modificación en la resolución definitiva.

Comentario 17.

- En el párrafo del artículo 6 se establece que el formato de la oferta de RD sería enviada por el comercializador al ASIC. Esta oferta debería ser enviada al CND. Así mismo, se debe indicar estas unidades deben estar en el mismo número de decimales de la oferta de precio y declaración de disponibilidad de las plantas despachadas centralmente.

Respuesta

Se acepta el comentario y se exigirá que las ofertas y declaración de reducción de demanda sean en unidades enteras en MW, tal y como se encuentra establecido para las plantas despachadas centralmente.

Comentario 18.

- En el artículo 7 se establece como función del CND, “verificar la cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el mecanismo de la RD mientras el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez”. El texto no es claro en cuanto a la forma de aplicar esta disposición.

Respuesta

La verificación de la cantidad de energía a reducir mientras el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez, tiene como objetivo determinar la energía a reducir que se tendría en cuenta en el despacho económico. En la resolución definitiva se explicará el procedimiento para determinar la RD despachada.

Comentario 19.

- En el artículo 7 se establece como función del ASIC, “determinar la cantidad de RD asignada e informarla al comercializador que se compromete a reducir demanda”. Esta función debería ser del CND.
- En el artículo 7 se establece como tarea del CND, informar a los OR's de las fronteras RD registradas. Esta responsabilidad deber ser de los comercializadores o del ASIC.
- Consideramos que la verificación de no existencia de un contrato DDV para registrar una frontera RD debe ser del ASIC y no del CND.

Respuesta

Se aceptan los comentarios y se realizan los ajustes.

Comentario 20.

- En el artículo 7 debe aclararse a qué se refiere la resolución cuando determina que el ASIC debe “enviar la información de la cantidad de la RD por día al agente comercializador”.

Respuesta

Se hará la corrección en la resolución definitiva, dado que dicho paso no es necesario para el programa.

Comentario 21.

- De acuerdo con lo establecido en el artículo 9, consideramos necesario revisar la diferencia entre el equipo de medición del usuario y su frontera comercial.

Respuesta

Se acepta el comentario y se realiza el ajuste.

Comentario 22.

- La coordinación del paso 6 del artículo 10 debe extenderse también como una obligación del comercializador con los operadores de red. Por lo anterior, es necesario que el comercializador ofrezca disponibilidad de 24 horas 365 días al año, y que cuente con los medios de comunicación que defina el CND.

Respuesta

Se acepta el comentario y se hará la modificación en la resolución definitiva.

2.4. Tipo de fronteras RD

Comentario 23.

- En el artículo 12 que hace referencia a medición directa de plantas de emergencia, se solicita a la Comisión se elimine la obligación que presenta el comercializador, pues debería el cliente asumir los costos del sistema adicional de medición.

Respuesta

El artículo 12 que se encontraba incluido en el proyecto de resolución y que definía que los medidores para las fronteras con medición directa debían ser instalados por el comercializador, ya no será incluido dicho artículo en la resolución definitiva, por el contrario, este tipo de fronteras de medición directa serán asociadas con la definidas en la Resolución CREG 063 de 2010.

Lo anterior se debe a que los tipos de fronteras utilizadas para el programa de RD serán las mismas definidas en la Resolución CREG 063 de 2010 de la DDV, no obstante, dado que en la DDV también se define que los equipos de medida son instalados por el comercializador, esta afirmación no impide que el usuario asuma el costo del sistema de medida o el costo que el usuario acuerde con el comercializador que lo representa en el programa de la RD.

2.5. Verificación de la desconexión o reducción de la demanda

Comentario 24.

- Flexibilizar el mínimo de días de datos (actualmente es 105 días) para que una frontera de medición directa pueda optar para una activación de la DDV.

Respuesta

Este es el mínimo de datos exigidos para la verificación en los tipos de frontera DDV establecidos en la Resolución CREG 063 de 2010, para la RD deben ser los mismos dado que podrían ser las mismas fronteras que participarán en el programa propuesto.

2.6. Liquidación del programa de la RD

Comentario 25.

- ¿De qué forma la reducción del consumo en el esquema de respuesta de la demanda afectaría el precio de bolsa?

- Puede ocurrir que así el precio de bolsa en el predespacho ideal sea mayor al 108% del precio de escasez, el despacho ideal no supere el precio de escasez y no se logre recaudar el dinero para pagarle a la demanda desconectada. Por lo anterior, hacemos nuestro comentario de que el mecanismo no tenga este tipo de limitaciones.
- Los beneficios que obtiene un cliente por restringir su demanda son relativamente bajos para aquellos casos en que el Precio de Bolsa no supere sustancialmente el Precio de Escasez. Consideramos que el mecanismo podría ser de interés cuando el Precio de Bolsa alcance el Costo de Racionamiento o se encuentre en niveles sustancialmente altos.
- No es claro el incentivo para prender plantas de emergencia que utilicen combustibles líquidos para obtener un margen equivalente al 8% del precio de escasez.
- La participación activa de la demanda no debería limitarse a temas de confiabilidad o seguridad, debería servir también a la formación de precio logrando incluir la elasticidad de la demanda.

Respuesta

Debido a que la RD para ser activada es cuando el precio de bolsa es mayor a la oferta de precio de reducción de energía, y en caso de ser activada la RD, se deberá calcular de nuevo el predespacho ideal de tal forma que el precio de bolsa no vaya a ser inferior al 108% del precio de escasez. Esto se debe a que al activarse la RD la demanda estimada es menor, lo cual implicaría que se pueda desplazar recursos de generación más costosos llevando a que el precio de bolsa del predespacho ideal sea menor que el de la oferta de precio que activó la RD en el predespacho inicial.

Por lo anterior, se había establecido un umbral del 8% para las ofertas de precio y así asegurar que el precio de bolsa no vaya a estar por debajo del 108% del precio de escasez cuando se activa la RD. Sin embargo, es posible que se presente una variación mayor al 8% del precio de bolsa entre el predespacho y el despacho ideal que atiende demanda nacional, lo cual se debe a que en el problema de optimización del predespacho se relajan algunas restricciones y su cálculo se realiza con demanda estimada y disponibilidad declarada de las plantas de generación.

No obstante, se podrá establecer que en el despacho ideal se fije el precio de bolsa con en el mayor precio de oferta de la RD activada, con lo cual se pueda recaudar como mínimo la diferencia entre el precio de oferta y el precio de escasez por la energía reducida.

Adicionalmente, se realiza un análisis de cuál podría ser la mejor alternativa para definir el umbral de las ofertas del programa propuesto, o si se podría eliminar el umbral tal y como se propone en los comentarios. Por lo anterior, se plantean las siguientes alternativas y criterios de evaluación:

Alternativas

- Ofertas mayores al 108% de precio de escasez, PE, y fijar el precio de bolsa con el precio mayor de la RD activada.

- Ofertas libres
- Ofertas mayores al primer escalón de la curva de costos de racionamiento, CRO1.

Criterios de evaluación

- Activación: Se evalúa que tan aplicable puede ser el programa o que tanto pueda activarse el programa.
- Recaudo de incentivos: Se evalúa qué alternativa tiene mayor recaudo, es decir, que al activarse el programa tenga el dinero para pagar las reducciones de energía.
- Fácil implementación: Se evalúa que alternativa puede ser más simple de operar.

En la Tabla 1 se presenta la evaluación de las alternativas para definir el límite inferior de las ofertas de precio del programa de la RD, a continuación se describe la evaluación de cada una de las alternativas:

Alternativa 1.

Las ofertas mayores al 108% del precio escasez es una alternativa que presenta una activación media, dado que se establece un límite de activación de RD que asegure que aún con esta reducción de demanda el precio de bolsa supera el precio de escasez.

Esta alternativa presenta un recaudo alto ya que la demanda podría tener como mínimo el incentivo esperado. La operación de esta alternativa sería de calificación media debido a que el CND tendrá que realizar un proceso iterativo hasta determinar cuál es la RD que puede ser despachada.

Alternativa 2.

Las ofertas libres presentan una activación media, dado a que se tiene un riesgo de que el precio de bolsa sea menor al precio de escasez. El recaudo es bajo debido a que no se tiene la restricción para despachar RD, lo cual indicaría que no se puede asegurar el pago del incentivo por la energía reducida. Su operación sería muy simple debido a que no se tendría que realizar un proceso iterativo para su despacho.

Tabla 1. Alternativas oferta de precios RD

Criterios	Alternativas		
	1. Ofertas mayores al 108% PE, $PB \geq P_{of_RD}$	2. No establecer umbral	3. Ofertas mayores al CRO1
Activación	Media	Media	Nula
Recaudo	Alto	Bajo	Alto
Incentivos	Alto	Bajo	Alto
Fácil implementación	Media	Alto	Alta

90

Alternativa 3.

La activación de esta podría ser nula debido a que la restricción de oferta es alta¹. Esta alternativa no tendría problemas para remunerar el programa debido que bajo estas condiciones de racionamiento, la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez cumpliría el incentivo esperado. Igualmente su operación tendría una simplicidad alta debido a que no hay necesidad de realizar un proceso iterativo para despachar la RD.

De acuerdo con las alternativas analizadas, se decide adoptar la primera alternativa dado que se pretende una participación más activa por parte de la demanda, algo que no se podría lograr con la alternativa tres. Y en el que se deberá conservar un umbral en las ofertas del programa para poder asegurar un incentivo mínimo, el cual no podría lograrse con la alternativa dos. Adicionalmente, el umbral estará sujeto a modificación de acuerdo con el seguimiento que se realizará cuando inicie el programa propuesto.

El programa propuesto para condición crítica tiene como objetivo que la demanda que cuente con los equipos de medida necesarios pueda participar y evite racionamientos en el sistema. No obstante, será responsabilidad de los participantes del programa de la RD estimar su costo de oportunidad, teniendo presente que la remuneración del programa será la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez.

Comentario 26.

- Cuál es el criterio para definir que la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez son incentivos suficientes para que los usuarios intervengan sus procesos productivos o comerciales.
- El incentivo que plantea la resolución no es suficiente para que un industrial o usuario no regulado reduzca su consumo de electricidad.

Respuesta

La diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez podrían ser incentivos suficientes dependiendo de las condiciones de hidrología en que se encuentre el sistema, como es el caso presentado en la Tabla 5 del anexo 1, en el cual se tienen las ofertas en un periodo de invierno donde el precio máximo de bolsa en el día fue de 164 \$/kWh, y en que el precio de oferta siguiente al precio de escasez es del 126% de este, con una disponibilidad comercial de 167 MW.

En cambio, en un periodo de verano las ofertas presentan un comportamiento diferente como es el del caso de la Tabla 6 del anexo 1, en el que varias ofertas estuvieron alrededor del precio de escasez, donde el precio máximo de bolsa en el día fue de 480 \$/kWh, y en que el precio de oferta siguiente al precio de escasez es del 105% de este, con una disponibilidad comercial de 560 MW.

Lo cual indicaría que en un verano con fenómeno de El Niño el precio de bolsa podría superar considerablemente el precio de escasez, y es en estos casos en que el programa

¹ CRO1 de 1059,61 \$/kWh en noviembre 2014. Fuente UPME

de reducción de demanda podría participar y desplazar plantas de generación con ofertas de precio superiores al PE.

Comentario 27.

- La remuneración debe corresponder con la remuneración que recibiría un generador, es decir, precio de bolsa.

Respuesta

La remuneración no podría ser el precio de bolsa ni el de oferta de acuerdo con la liquidación de la bolsa, en la bolsa los generadores venden su energía² a precio bolsa y a ese precio la demanda compra su energía³ consumida, y la reducción de energía del programa propuesto no estaría reflejada en el consumo real de la demanda.

Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, la demanda que está cubierta por el cargo por confiabilidad, compra su energía a precio de escasez, y en este caso, la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez la deberá asumir los generadores que no entregaron sus OEF, diferencia que sería pasada a los generadores que generaron por los que incumplieron sus OEF.

De acuerdo con lo anterior, esta sería la manera de remunerar la RD, la cual sería el remplazo de los generadores que no alcanzan a cumplir sus OEF, y por tanto solo se les podría remunerar a la demanda que participa en la RD, la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez.

Comentario 28.

- El cobro de desviaciones debido al incumplimiento del programa de la RD, desestimula el servicio de reducción de energía al sistema por parte de los usuarios.
- Cómo sería la forma de calcular las desviaciones? Hay la posibilidad que se pueda realizar un redespacho del programa de la RD?

Respuesta

Las penalizaciones por desviaciones del programa de la RD deben ser establecidas con el objetivo de incentivar la confiabilidad de la medición y verificación de las reducciones de energía.

Estas desviaciones serían asumidas por una variación mayor al 5% entre el despacho programado y el despacho real de las reducciones de energía del programa de la RD.

² Esta sería la diferencia de la energía generada y la vendida en contratos. Asumiendo que la generación es mayor a la que se compromete en contratos

³ Esta sería la diferencia de la energía consumida y la comprada en contratos

Comentario 29.

- De acuerdo con lo establecido en el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006, no está claro los incentivos para que la demanda reciba la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, lo cual podría conllevar a que el mecanismo propuesto sea ineficaz.

Respuesta

El artículo mencionado del capítulo VI de la Resolución CREG 071 de 2006, hace parte de la liquidación en la bolsa cuando el precio de bolsa supera el de escasez, lo cual establece que en condición crítica los generadores deben cumplir sus obligaciones de energía firme y estas serán liquidadas a precio de escasez que es el precio al que compra la demanda su energía.

En los casos que algunos generadores incumplan sus obligaciones, otros generadores entregarán la energía por ellos, por lo cual, a los generadores que entregan energía con un valor superior al de sus obligaciones, el costo de esta energía será recaudado de la demanda a precio de escasez y el faltante hasta el precio de bolsa por los generadores que no entregan su OEF.

Por lo tanto, en el programa propuesto sería la demanda la que respaldaría a los generadores que no entregan su OEF, y esta recibiría la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.

Comentario 30.

- El pago de la RD verificada sería por cuenta de los agentes que no generaron en el despacho ideal para cubrir sus OEF, consideramos que esto significa un cambio de reglas en el esquema del cargo por confiabilidad.

Respuesta

No es un cambio de reglas porque; cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, todos los generadores con OEF deben cumplir sus obligaciones, y los que no hayan salido en mérito deberán pagar la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez a los generadores que generaron por ellos.

Caso similar sucede con el programa propuesto, los generadores que no salen en mérito pagarán la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez a la demanda que reduce consumo de energía debido al programa.

Comentario 31.

- En el caso que la demanda sea mayor a las asignaciones de OEF, no habrá generador disponible que pague el incentivo del programa de la RD.

Respuesta

Para los casos en que la demanda sea mayor a las asignaciones de OEF, el incentivo será recaudado de los generadores que incumplen sus OEF y de la demanda no cubierta.

Comentario 32.

- Verificar en todos los casos de la activación de la RD la remuneración del programa de tal manera que no implique más obligaciones a los generadores de energía eléctrica.
- El mecanismo propuesto incrementaría el valor del CERE para la demanda que no participa en el programa de la RD.

Respuesta

Es cierto que el programa pueda incrementar el valor del CERE, y las plantas que entreguen sus OEF tengan que pagarle el valor del CxC a las plantas que no salen en mérito, lo anterior debido a que la RD se tiene en cuenta en la demanda comercial para que las obligaciones ajustadas no afecten las obligaciones de las demás plantas, lo cual produce un dinero faltante en la liquidación y facturación del CxC⁴, ya que el pago del CERE por esta RD no se recaudaría.

Para lo anterior, se realiza un análisis de cuál sería la mejor alternativa que daría solución a los comentarios y en la cual no se asignen obligaciones adicionales a las plantas de generación que entregan sus OEF en condición crítica.

Alternativas

- No considerar el efecto de la RD en el cálculo del factor de ajuste de las OEF⁵ ni en el cálculo del CERE⁶.
- Descontar la RD de las OEF de las plantas de generación que no entregan sus obligaciones en condición crítica, lo anterior, sin afectar el ajuste de las OEF ni el cálculo del CERE.
- Considerar el efecto de la RD en el cálculo del factor de ajuste de la OEF y el cálculo del CERE, y que la RD incluya el CERE en sus ofertas ya que esta es tenida en cuenta en la distribución del pago del CxC cuando se calcula el CERE, por lo cual deberá devolver el producto de su demanda reducida por el CERE.

Criterios de evaluación

Liquidación: Se evalúa si la alternativa presenta inconsistencias con la liquidación del CxC correspondiente al del anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 y en el programa de la RD.

⁴ Esta liquidación y facturación se refiere a la compensación del valor del CxC que tienen derecho las plantas y al valor del CxC que logran recaudar por su generación real, la cual se encuentra establecida en el numeral 8.2 del anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.

⁵ Ajuste de las obligaciones de energía firme establecidas en el numeral 1 del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006

⁶ Cálculo del CERE que se encuentra establecido en el numeral 8.1.2 del anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006

20

Neutralidad: Se evalúa si la alternativa está asignando a las plantas de generación obligaciones adicionales a las del CxC o si no está dando un tratamiento equitativo.

De acuerdo con las alternativas planteadas y los criterios de evaluación, a continuación se describe el análisis de las alternativas junto con su evaluación en la Tabla 2.

Tabla 2. Alternativas liquidación de la RD

Criterios	Alternativas		
	1. No considerar el efecto de la RD	2. Descontar la RD de las OEF	3. Efecto de la RD y ofertas que incluyan CERE
Liquidación	Baja	Alta	Alta
Neutralidad	Baja	Baja	Alta

Alternativa 1.

Cuando no es considerado el efecto de la RD en el ajuste de las OEF y en el cálculo del CERE, bajo el supuesto de que la RD reemplaza las plantas que no entregan sus OEF, se presentaría los siguientes aspectos:

- Si no se tiene en cuenta la RD en el ajuste de las OEF se produce una reducción de obligaciones para todos los agentes generadores, lo cual resulta en que los generadores que no entregan sus OEF son reemplazados por otros generadores y por lo tanto no se lograría recaudar los incentivos de la RD.
- El valor del CERE aumenta debido a que la remuneración del CxC de las plantas de generación debe ser distribuido por una menor demanda.
- Se tendría una cuenta a cargo a los generadores que no entregan sus OEF para recaudar los incentivos de la RD como una obligación adicional para estos generadores

Dado los aspectos anteriores, el programa de la RD tendría una inconsistencia en la liquidación debido a que el incentivo del programa no se podría asignar totalmente a las plantas que no entregan sus OEF y adicionalmente se estaría asignando nuevas obligaciones a estas plantas, lo cual se tomaría como un cambio de las reglas establecidas.

Alternativa 2.

Bajo el mismo supuesto de que las plantas que no entregan sus OEF son reemplazadas por el programa de la RD, al ser descontada esta RD de las obligaciones de estas plantas, se produce los siguientes efectos.

- Como la RD no es considerada en el ajuste de las OEF, los generadores que no entregan sus OEF serían las encargadas de pagar el incentivo a la RD por lo cual el programa tendría liquidez.
- El valor del CERE no aumentaría debido a que la remuneración de todo el CxC reduciría por el descuento de la OEF de las plantas de generación que no entregan sus

obligaciones, y las plantas que si entregan sus OEF no asumirían obligaciones adicionales.

Dado los efectos comentados, al parecer no habría problemas para el recaudo del programa de la RD, sin embargo, a las plantas que se les descuenta las OEF les faltaría el pago del CxC, que es al que tienen derecho por estar disponibles o por respaldar sus obligaciones con los anillos de seguridad, lo cual produciría un cambio en las reglas establecidas.

Alternativa 3

Asumiendo de nuevo que la RD reemplaza a las plantas que no entregan sus OEF, considerar el efecto de la RD en el ajuste de las OEF y en el cálculo del CERE, y crearle una cuenta a cargo a la demanda que participa en el programa que sería el producto del CERE por la RD, tendría los siguientes efectos:

- Debido a que el efecto de la RD es tenido en cuenta en el ajuste de las obligaciones de los generadores, se lograría recaudar los incentivos de la RD de las penalizaciones a cargo de los generadores que no entregan sus OEF.
- El valor del CERE no aumentaría debido que este cálculo tendría el efecto de la RD, lo cual no asignaría obligaciones adicionales a las plantas de generación que entregan sus OEF
- La RD tendría una cuenta a cargo por el producto de la RD y el CERE, lo cual completaría los faltantes en la liquidación del anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, ya que estos valores faltantes serían a favor de las plantas de generación que no entregaron sus OEF, las cuales tienen derecho a la remuneración del CxC.

De lo anterior se resalta que al tener en cuenta el efecto de la RD en el cálculo del CERE, el costo del Cargo por Confiabilidad se estaría distribuyendo entre la demanda comercial y la RD, por tanto, esta debe asumir el pago de la energía reducida por el CERE. Adicionalmente, la RD podrá incluir el CERE en su precio de oferta, tal y como lo hacen todas las plantas despachadas centralmente.

Esta sería la alternativa más apropiada ya que se completa el pago de los incentivos de la RD y no resultan faltantes en la liquidación del CxC sin adicionar obligaciones a las plantas de generación y la demanda.

Comentario 33.

- ¿Cómo se liquidan las transacciones en los diferentes despachos (predespacho ideal, ideal y real)?

Respuesta

Las transacción de compra y venta de energía en la bolsa son liquidadas al precio que se obtiene del despacho ideal.

Comentario 34.

- La interpretación literal del artículo 18 lleva a que el comercializador no podrá retener ningún importe de los incentivos para hacer frente a los costes de gestión y administración que le implica el nuevo esquema.
- Se debe dejar claro que las condiciones de remuneración entre el comercializador que representa la demanda y los usuarios finales debe ser acordada entre ellos con independencia de que el comercializador actúa en representación de la demanda.
- Se debe reflejar en el costo reconocido del mecanismo la remuneración para los comercializadores que representen usuarios que opten por participar en la RD.

Respuesta

El incentivo a pasar a los usuarios del programa de la RD es el establecido en el artículo 18 del proyecto de resolución; claramente los usuarios deberán asumir un costo por la representación ante el mercado, el cual deberá ser a favor de los comercializadores que representan la demanda de la RD. El incentivo del programa se ajustará en la resolución de tal manera que los usuarios deberán asumir el costo de la representación de dicho programa.

2.7. Línea base de consumo

Comentario 35.

- La Resolución menciona que la línea base de consumo se estimará de acuerdo con la Circular CREG 020 de 2014, Circular que se publicó para comentarios por parte de los agentes.

Respuesta

La Circular CREG 020 de 2014 fue publicada para comentarios y debido a que no se recibieron comentarios, el operador del mercado fue informado de lo anterior mediante el radicado CREG S-2014-001982. Por lo tanto, se adoptó la metodología propuesta en la Circular CREG 020 de 2014.

Comentario 36.

- La actualización de la línea base de consumo se debe hacer en forma periódica para que la información de la demanda esté actualizada y tenga en cuenta las variaciones reales de demanda de los usuarios.
- La actualización de la línea base de consumo se debe hacer en forma periódica y no una sola vez (como lo indica la propuesta regulatoria).
- En el cálculo y actualización periódica de la línea base de consumo se debe excluir la información de los días en que se activa el programa de la RD.

- Dado que es muy importante poder determinar la LBC para identificar las cantidades de energía realmente reducidas, se sugiere simplificar el Modelo de estimación de la LBC, teniendo en cuenta los criterios de gestión eficiente de la energía de la ISO 50001.
- En la línea base de consumo no se establece la obligatoriedad de revisión periódica. Este comentario también aplica para las comerciales con línea base de consumo de la DDV.
- En el cálculo y actualización de la línea base de consumo se sugiere excluir la información de los días en que el agente aplicó el mecanismo de respuesta de la demanda.

Respuesta

Se aceptan los comentarios y se realiza el siguiente análisis para establecer cuál debería ser la periodicidad de la actualización de la línea base de consumo, LBC.

Alternativas

- Línea base de consumo actualizada cada vez que el usuario identifique que sus patrones de consumo han cambiado según como lo sugiere la norma de Sistemas de Gestión de la Energía NTC-ISO 50001.
- Línea base de consumo actualizada cada 105 días
- Línea base de consumo actualizada cada vez que inicia un periodo del Cargo por Confiabilidad, CxC.

Criterios de evaluación

- Ahorro de costos: Se evalúa cualitativamente el costo de operación de cada una de las alternativas con respecto a las otras, en que la calificación como alto correspondería a la alternativa en que más se ahorra en costos o menos costosa, y la calificación como bajo correspondería a la alternativa más costosa.
- Precisión: Este criterio evalúa que tan veraz y precisa es la actualización de la línea base de consumo.

En la Tabla 3 se presenta la evaluación de las alternativas para definir cuál sería la periodicidad de actualización de la línea base de consumo la cual describirá a continuación:

Alternativa 1.

Actualizar la línea base de consumo cada vez que el usuario identifique que sus patrones han cambiado resulta ser una periodicidad adecuada según los lineamientos de la norma NTC 50001, no obstante, una periodicidad de actualización muy frecuente indicaría que sus consumos no son muy estables, lo cual indicaría que la LBC no sería una medición muy precisa debido a que está presentando variaciones muy frecuentes, adicionalmente, aumentaría los costos de operación debido a que cada actualización tendría que ser verificada por el operador.

Alternativa 2.

La actualización de la LBC cada 105 días tendría una precisión mayor a la anterior debido a que se tiene una periodicidad frecuente para actualizar los patrones de consumo y verificar si se cumple la variación permitida para las fronteras con LBC, y la cual tendría un mayor ahorro de costos de operación.

Alternativa 3.

Una actualización de la LBC anualmente sería la menos costosa o en la que más se ahorraría en costos comparada con las alternativas anteriores. Y al evaluar su precisión con respecto a las otras alternativas tendría una calificación menor debido a que su verificación solo se realizaría una vez al año.

Tabla 3. Alternativas actualización LBC

Criterios	Alternativas		
	1. Actl. LBC libre	2. Actl. LBC c/105 días	3. Actl. LBC c/ periodo CxC
Ahorro de costos	Baja	Media	Alta
Precisión	Baja	Media	Baja

En la evaluación de las alternativas se define que la periodicidad de actualización de la LBC más apropiada en cuanto a costo y precisión, sería la que tiene una periodicidad de actualización de 105 días.

2.8. Ajustes al Cargo por Confiabilidad

Comentario 37.

- Se propone incluir en la formulación del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, plantas virtuales con generación ideal igual a la demanda desconectada o la demanda racionada y sin OEF, según el caso.
- Con el fin de lograr el balance de la liquidación, según lo propuesto, se propone modificar el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en el siguiente sentido:

Generación ideal asociada a la planta de desconexión voluntaria:

$$GI(RDV) = RDV$$

Generación ideal asociada a la planta de racionamiento:

$$GI(PGR) = PGR$$

Demanda no cubierta:

$$DNC = DC + DDVV + RDV + PGR - \text{suma ODEFA}$$

Respuesta

Se analiza si sería más conveniente que la RD y el programa de racionamiento, PGR, se incluyeran en la liquidación horaria del Cargo por Confiabilidad, CxC, a través de las siguientes alternativas y criterios de evaluación:

Alternativas

- Conservar la liquidación horaria de la RD y el PGR de forma tácita en la liquidación horaria del CxC cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez.
- Incluir la RD y el PGR como generadores⁷ virtuales en la liquidación del CxC definida en el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Criterios de evaluación

- Fácil implementación: Se evalúa que tan práctica es la alternativa bajo la definición de la RD para el despacho y la liquidación horaria del CxC.
- Comprensible: Este criterio evalúa que tan clara sería la liquidación de la RD y el PGR bajo la definición de cada una de las alternativas.

En la Tabla 4 se presenta la evaluación de las alternativas propuestas para la definición de la RD y el PGR en la liquidación horaria del CxC establecida en el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006:

Alternativa 1.

Definir la RD y el PGR como se propuso en el proyecto de resolución resulta ser más práctico y menos confuso al ser tratada la RD en el despacho diario y en la liquidación del CxC como una demanda, no obstante, en la liquidación del CxC que es de donde se recaudaría los incentivos o los valores para reducir los costos de restricciones por las activaciones de estos programas, no quedaría muy clara ni transparente como se calcularía dichos incentivos o valores.

Alternativa 2.

La definición de la RD y el PGR como generadores virtuales podrían causar algo de confusión si la RD al ofertar en el despacho diario es definida como una demanda y para la liquidación del CxC como una generación. Dicha definición sería más transparente y clara al quedar explícita la liquidación de estos programas dentro del CxC, ya que el recaudo de los incentivos y de los valores para reducir costos de restricciones⁸ se realiza a través del Cargo por Confiabilidad.

⁷ La definición sería para generadores virtuales en vez de plantas virtuales, ya que en el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 la liquidación se realiza para los agentes generadores.

⁸ Esta reducción de costos de restricciones se debe al programa de racionamiento por causa de los generadores que no cumplen sus OEF en condición crítica.

Tabla 4. Alternativas definición RD y PGR en la liquidación del CxC

Criterios	Alternativas	
	1. La RD y el PGR incluidos en la liquidación horaria del CxC de forma tácita	1. La RD y el PGR incluidos en la liquidación horaria del CxC a través de la definición de generadores virtuales
Facilidad de implementación	Alto	Medio
Comprensible	Bajo	Alto

De la anterior evaluación, se decide que por claridad en el recaudo de los incentivos de la RD y los valores para reducir costos de restricciones por el PGR, se define la reducción de energía de la RD y el PGR como una generación ideal de generadores virtuales, que serán tenidos en cuenta para la liquidación del Cargo por Confiabilidad que se encuentra establecida en el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006. Se resalta que la definición de RD y el PGR como “generadores”, solo será para la liquidación del CxC, lo cual no implica que estos programas deban asumir penalizaciones o cargos que no se hayan definido en la resolución definitiva.

Comentario 38.

- En el artículo 15, al modificar el numeral 1.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, falta incluir la versión 2 de la liquidación.
- Respecto al programa de racionamiento, es necesario aclarar si el mismo tendrá o no algún ajuste considerando lo ocurrido en la operación. De otra parte, consideramos que en la variable Demanda No Cubierta del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 debe considerarse el Programa de Racionamiento.
- En el artículo 17, la definición del concepto $ODEF_{NDC,j,d,m}$ debe quedar así: “Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente del generador j”.
- En el artículo 17 en el inciso que establece: “Cuando la demanda total doméstica diaria sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores:”, debe quedar así: “Cuando la demanda total doméstica diaria más la DDVV más RDV más el PGR, sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores:..”
- Proponemos la siguiente redacción del artículo 19, considerando la inclusión de la planta virtual asociada a RD:

Artículo 19. Remuneración del mecanismo de la RD por parte de los agentes generadores cuando su generación ideal es menor a sus ODEF en condiciones de escasez. Los saldos en la liquidación resultantes de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados a la RD, serán asignados a los comercializadores que participaron en el mecanismo de la RD de acuerdo con el artículo 18 de esta Resolución.

Parágrafo: En condiciones de racionamiento, los saldos en la liquidación resultantes de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados a la demanda racionada, serán asignados de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de la Resolución CREG 071 de 2006”.

Respuesta

Se aceptan los comentarios y se realizan los cambios sugeridos.

Comentario 39.

- Se propone modificar el artículo 54 de la Resolución CREG 071 de 2006, el cual quedaría así:

“Artículo 54. Asignación de excedentes asociados con incumplimientos por parte de un generador de sus Obligaciones de Energía Firme. En condiciones de racionamiento, los saldos en la liquidación resultantes de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados a la demanda racionada, serán distribuidos entre los comercializadores del SIN a prorrata de la cantidad de energía racionada a cada uno de ellos. Estos saldos deberán ser devueltos por cada comercializador a los usuarios del SIN como un menor valor de restricciones. Para los casos en los cuales el Precio de Bolsa sea inferior al segundo escalón del Costo de Racionamiento, este cálculo se realizará considerando un precio de bolsa igual al segundo escalón del costo de racionamiento”.

Respuesta

La modificación propuesta no se considera necesaria, en la resolución definitiva se aclarará que los saldos debidos al programa de racionamiento provienen de la liquidación del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

2.9. Otros

Comentario 40.

- Cuál es la responsabilidad de los generadores frente a las obligaciones de energía firme, si al presentarse situaciones de estrés en el sistema frente a escenarios de escases, la regulación interviene al mercado?

Respuesta

Si el comentario se refiere a la intervención de precios de oferta cuando el nivel del embalse de las plantas se encontraba por debajo del límite mínimo superior, según con lo que estaba establecido en el numeral 3.4 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, dicha intervención fue derogada expresamente en el artículo 89 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Por el contrario, si se refiere al Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento de la Resolución CREG 026 de 2014, que tiene como objetivo embalsar agua de las plantas hidráulicas

que tienen precios de oferta bajos, la responsabilidad de las obligaciones de energía firme, OEF, de estas plantas no cambia, únicamente se les ajusta sus OEF descontando la energía correspondiente al agua embalsada.

De acuerdo con el comentario, cuando en condición crítica o situaciones de estrés, los generadores que tengan generación menor a sus OEF o a las OEF ajustadas, deberán pagar a la bolsa la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía firme incumplida, adicionalmente, su remuneración del cargo se verá afectada de acuerdo con la disponibilidad comercial de sus plantas, y sus desviaciones de OEF serán tenidas en cuenta en las garantías de la bolsa para el periodo siguiente.

Comentario 41.

- Este mecanismo ofrece los mismos beneficios que la DDV por lo que consideramos que no hay un mayor valor agregado en la propuesta.
- Consideramos que la propuesta podría ser más general para permitir la participación de la demanda durante todo el tiempo, y no solo durante situaciones ocasionales.
- La participación de la demanda no solo se debe limitar solo a momentos de escasez.
- La propuesta de la CREG no corrige las deficiencias fundamentales y estructurales que en este aspecto se están presentando. Se solicita a la CREG, en la forma más respetuosa, presentar propuestas de tipo estructural que le permitan a la demanda ser activa y contribuir en forma eficiente a la formación de precios.
- De acuerdo con la Ley 1715 de 2014 la respuesta a la demanda tiene entre su objeto desplazar los consumo en periodos de punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda, temas que no quedan resueltos con la resolución propuesta. Por lo tanto, además de incluir todos los tipos de respuesta a la demanda, es importante introducir cargos por potencia y esquemas horarios, como franjas horarias incentivando el uso de la infraestructura en aquellas horas donde hay baja demanda mientras se desincentiva el consumo en horas pico, esto con el fin de obtener una curva de carga más plana.
- Es importante que a la luz de la Ley 1715 de 2014 se defina un mecanismo que sea permanente y demás amplia aplicación, en el cual la demanda reaccione antes las señales de precios del MEM independientemente del nivel de criticidad en que se encuentre el mercado.
- La RD es una herramienta flexible que se puede utilizar para múltiples propósitos, como la confiabilidad, el alivio de la congestión, y la eficiencia de precios.
- Un esquema previsto solo para condiciones de emergencia que podría darse en el país cada 3 años o más, elimina los incentivos para participar.
- En Colombia las condiciones de escasez pueden ser no muy frecuentes lo que no permitirá garantizar un flujo de ingresos estable para programas de gestión de la demanda.

20

22

Respuesta

El programa propuesto es similar al de la DDV dado que se fundamenta en este, con la diferencia de que la demanda tiene una participación más activa debido a que no es un contrato con un generador sino que es una reducción de demanda de acuerdo con su oferta.

En el Documento 077 de 2014 publicado en la Circular CREG 089 de 2014, ya se tiene una propuesta para comentarios, en la cual se incluye la participación de la demanda en el Cargo por Confiabilidad.

Los principios de la respuesta de la demanda definidos en la Ley 1715 de 2014 y la participación de la demanda establecida en el artículo 3 del Decreto 2492 de 2014, define dentro de los mecanismos voluntarios de oferta reducción de energía por parte de la demanda, dar confiabilidad al SIN y respaldar OEF, los cuales ya están siendo diseñados en este programa propuesto.

Por lo tanto, los otros tipos de mecanismos o programas establecidos en el artículo 3 del Decreto 2492 de 2014 serán analizados por parte de la Comisión.

Comentario 42.

- Es necesario que los activos que se requieren para la gestión de reducción de demanda sean reconocidos en la base de los inventarios del operador de red.
- Los clientes finales conectados al final de la infraestructura de distribución eléctrica son el recurso que posibilita flexibilizar la demanda. Por ende consideramos que es más adecuado su tratamiento dentro de los activos de la distribuidora eléctrica.

Respuesta

Lo anterior no es necesario debido a que el costo de los equipos de medición y la representación del programa ante el mercado serán asumidos por los usuarios que participarán en él.

Comentario 43.

- La propuesta regulatoria podría también evitar o aplazar inversiones en generación dirigidas a incrementar los niveles de confiabilidad. En este sentido, resulta conveniente que la CREG presente un análisis beneficio-costos integral de la propuesta.

Respuesta

Esta afirmación no es del todo cierta debido a que cuando se analiza el balance de la energía firme y la demanda futura, se determina si necesitará convocar a nuevas subastas del Cargo por Confiabilidad.

En el caso de que la participación de la demanda sea incluida en el Cargo por Confiabilidad con asignación de obligación de desconectarse en condición crítica, su obligación no cambiará la confiabilidad del sistema.

Comentario 44.

- La disminución de demanda tiene un impacto negativo para el operador de red, en cuanto el uso de la infraestructura y en la pérdidas de energía.

Respuesta

Es cierto que al reducir la demanda esto tiene un impacto en los ingresos del operador de red, no obstante, en la metodología tarifaria, el riesgo de demanda está incluido en la tasa de descuento o en la metodología de cargos, según la metodología vigente o la que se encuentra en discusión.

- Solicitamos a la CREG ampliar el plazo para la expedición de la Resolución CREG 098 de 2014, con el fin que se puedan conocer los datos reales generados por una herramienta tecnológica creada específicamente para la gestión automática de la demanda, que se encuentra en funcionamiento en el territorio nacional.
- Solicitamos a la Comisión que se incluya en la resolución definitiva un tiempo prudencial para la implementación de la misma.

Respuesta

La expedición de la resolución definitiva de la propuesta se realizará de acuerdo con el cronograma de la agenda regulatoria, en la cual se tendrá en cuenta un tiempo prudencial para la implementación de la misma.

Comentario 45.

- Se solicita a la Comisión la realización de un taller en el que presente en más detalle la operatividad de este mecanismo.

Respuesta

Se realizará un taller para la explicación detallada de la aplicación del programa de la RD.

Anexo 1

En este anexo se presenta las curvas de ofertas horarias y las tablas con los valores de precios de oferta mayores al precio de escasez, PE, junto con su disponibilidad comercial.

Se tuvo en cuenta las curvas de oferta del día 1 del mes de octubre de 2013 dado que este se encontraba en un periodo de invierno, y se tuvo en cuenta las curvas de oferta del último día del mes de abril de 2014, ya que este día pertenece a un periodo de verano y adicionalmente se presentaron precios de bolsa horarios superiores al precio de escasez.

Tabla 5 Oferta de precios y disponibilidad comercial 1/10/2013
[Cálculos propios, fuente Neón]

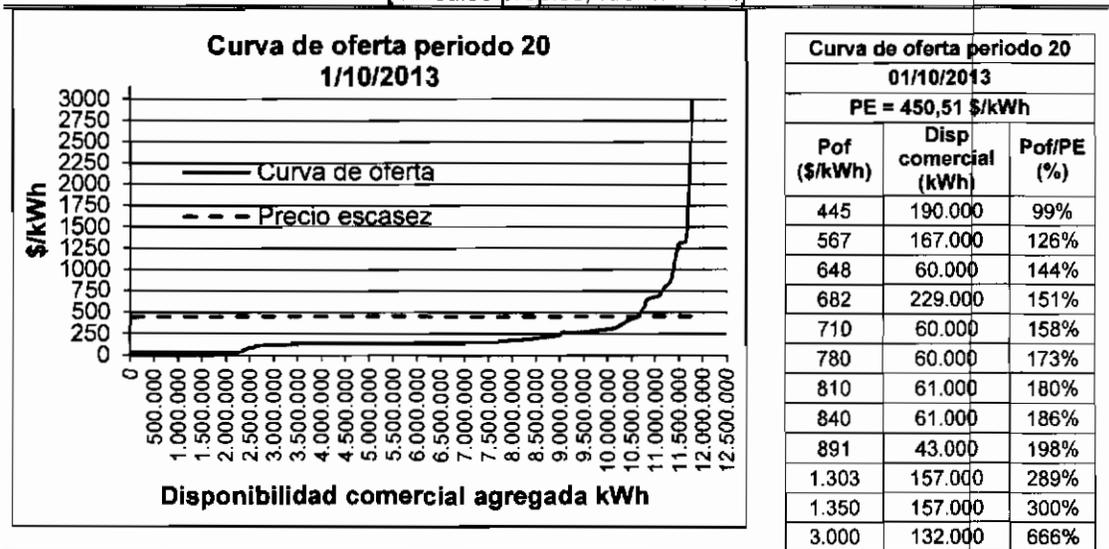
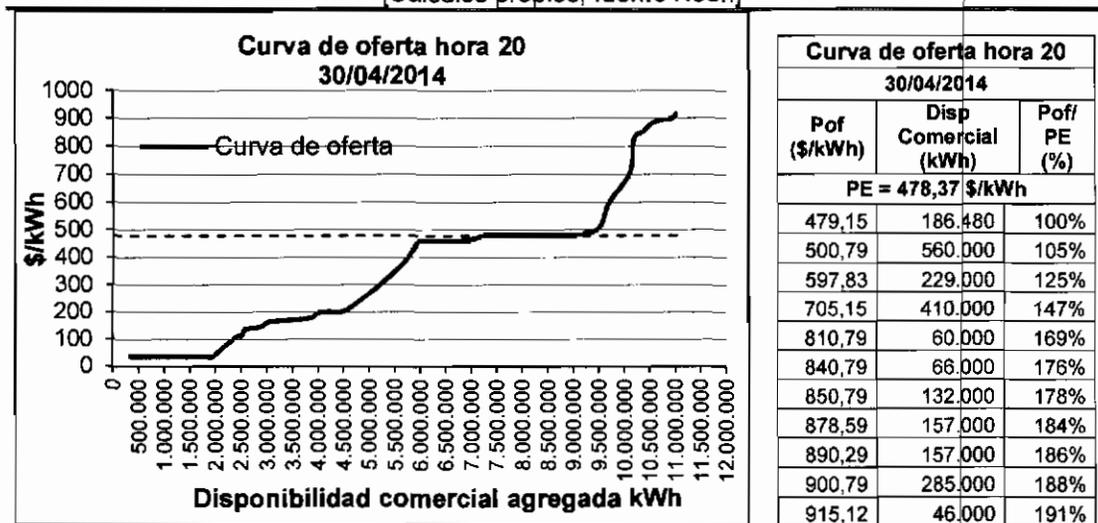


Tabla 6 Oferta de precios y disponibilidad comercial 30/04/2014
[Cálculos propios, fuente Neón]



472

30

Anexo 2

Cuestionario de 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 de regulación: Por la cual se regula el programa de Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condición crítica.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: Resolución CREG 011 de 2015

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

RADICACIÓN: _____

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		Al contrario, la resolución abre el espacio para que la demanda participe activamente en el mercado de energía mayorista cuando se presentan condiciones críticas.
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		

ED

FL

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL				La CREG considera que las medidas adoptadas no incide negativamente en la libre competencia, propenden por incentivar la participación de la demanda en el mercado de energía.