



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MERCADO ORGANIZADO
MOR**

DOCUMENTO CREG-018
16 de Marzo de 2009

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

0.5
[Handwritten signature]

CONTENIDO

CONTENIDO.....	5
1 INTRODUCCIÓN.....	6
2. ANTECEDENTES.....	6
3 RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES	7
4 REGLAMENTACIÓN DE LAS GARANTÍAS PARA EL MOR	65
ANEXO 1 PERIODOS DE PLANEACIÓN Y VIGENCIA DE LOS PRODUCTOS EN EL MOR.....	76
ANEXO 2 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPRAS EN EL MOR ENTRE LOS COMERCIALIZADORES QUE ATIENDEN DEMANDA REGULADA.....	77
ANEXO 3 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPRAS EN EL MOR ANTE INCUMPLIMIENTOS DE UN COMERCIALIZADOR QUE ATIENDE DEMANDA REGULADA	79

0.5

1 INTRODUCCIÓN

Mediante la circular 100 del 2008, la Dirección Ejecutiva de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, publicó el Documento CREG 077 "Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR", el cual tenía por objeto presentar y divulgar la propuesta y plantear el conjunto de elementos que forman parte del esquema del MOR y sus alternativas, para evaluación y comentarios de la industria.

También, se realizó un Taller de Aclaraciones en donde se explicó por parte de la CREG la propuesta presentada en dicho documento el día jueves 6 de noviembre de 2008.

De igual forma mediante la Circular 109 y 112 de 2008, se invitó a un Taller para la presentación de propuestas por parte de la industria para el Diseño del MOR, el cual se realizó el 26 de noviembre de 2008.

Es de anotar que los Agentes podían enviar sus comentarios hasta el día 1 de diciembre de 2008.

2 ANTECEDENTES

La propuesta inicial, en resumen, incluía: transar un producto único, estándar, de tipo financiero, con modalidad pague lo contratado, de 1 MWh-día, con distribución horaria igual a la de la curva de carga de la demanda regulada del Sistema Interconectado Nacional y duración un año. Para este producto se tendría un periodo de planeación de un año.

Participación voluntaria para agentes generadores y obligatoria para la demanda regulada.

Así mismo, se recomendó para la distribución horaria la curva del SIN.

Para establecer la demanda objetivo se propuso utilizar una proyección centralizada, la cual sería definida por regulación.

Realizar cuatro subastas, cada una de ellas de tipo de reloj descendente que cierra con precio uniforme y en donde se subasta un cuarto de la demanda objetivo. Para la subasta, los compradores contarán con una función de demanda definida regulatoriamente

Se propuso que el MOR funcione de forma centralizada, que su constitución, ejecución y liquidación se haga a través del Mercado de Energía Mayorista y que los derechos y obligaciones queden en las normas que se establezcan mediante la regulación.

Para el mecanismo de liquidación se propuso una liquidación por diferencias en la cual las partes pagan las diferencias entre el precio de bolsa y el precio del contrato.

0.5

La propuesta en relación con el tema de garantías planteo un esquema similar al establecido en Resolución CREG 019 de 2006 y en donde la garantía sería renovada de manera rotativa para cubrir al menos dos meses de obligaciones (diferencias a pagar al mercado entre el precio de bolsa y el precio del contrato). Ahora bien, con este esquema sería necesario analizar la manera de cubrir las pérdidas que enfrentarían las partes cuando se registra un incumplimiento, toda vez que las garantías no abarca todo el plazo de la cobertura que brinda el contrato. La segunda un traslado de la cantidad contratada e incumplida al resto de la demanda, la cual permitiría reducir el costo de las garantías.

A esta propuesta, se recibieron los siguientes comentarios que fueron radicados en la Comisión, como sigue:

	EMPRESA	RADICADOS		
1	UNIVERSIDAD DE LOS ANDES	E-2008-10659		
2	ENERGIA CONFIABLE S.A. E.S.P.	E-2008-10687		
3	ELECTRIFICADOR DEL CARIBE S.A. E.S.P.	E-2008-10694		
4	ISAGEN S.A. E.S.P.	E-2008-10697	E-2008-10750	E-2008-10756
5	TERMOFLORES S.A. E.S.P.	E-2008-10698		
6	ASOCODIS S.A. E.S.P.	E-2008-10699		
7	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.	E-2008-10707		
8	GECELCA S.A. E.S.P.	E-2008-10708		
9	CHIVOR S.A. E.S.P.	E-2008-10709	E-2008-10724	E-2008-10733
10	ESSA S.A. E.S.P.	E-2008-10710	E-2008-10719	
11	XM S.A. E.S.P.	E-2008-10714		
12	EPM S.A. E.S.P.	E-2008-10715	E-2008-10726	
13	EMGESA	E-2008-10716	E-2008-10721	
14	ANDESCO	E-2008-10717	E-2008-10723	
15	CODENSA S.A. E.S.P.	E-2008-10718		
16	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	E-2008-10719		
17	CAC	E-2008-10720	E-2008-10751	
18	ACOLGEN	E-2008-10725		
19	EPSA S.A. E.S.P.	E-2008-10743		
20	ACCE	E-2008-10788	E-2008-10819	
21	CHEC	E-2008-10814		
22	FACELCO	E-2008-10886		
23	EMCALI	E-2008-10943		

3 RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES

A continuación se resumen los comentarios por elemento del esquema MOR, por tema y se procede a dar respuesta.

3.1 PRODUCTO Y OBLIGACIONES EN EL MOR

3.1.1 SEÑAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

COMERCIALIZAR

- "... llamamos la atención la menor afectación del comercializador con un factor de carga menor, elemento este de preocupación por cuanto desincentiva el uso

05

eficiente de energía y la gestión de carga por parte de los comercializadores y de sus usuarios.”

RESPUESTA

Al respecto, cabe resaltar lo siguiente:

La gran mayoría de los usuarios regulados del país no posee contadores de energía horarios. Por lo tanto, cualquier señal que diferencie el costo de la energía dependiendo de la hora del día tiene un efecto extremadamente limitado en el aumento del factor de carga en el segmento de los usuarios regulados.

Para los usuarios regulados que tengan medición horaria y los usuarios no regulados, los comercializadores pueden diseñar opciones tarifarias que incentiven el mejoramiento del factor de carga.

3.1.2 NÚMERO DE PRODUCTOS

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

- *“En el documento adjunto presentamos una propuesta para diseñar un conjunto de instrumentos financieros para comercializadores que atienden demanda regulada. El esquema contempla la transacción de contratos forward/futuros “base load” acompañado de opciones (put y call) para ofrecer cobertura en horas pico. Esta propuesta permitirá a los agentes comercializadores, definir un portafolio ajustado a su perfil de riesgo, con lo cual se favorece la competencia. al mismo tiempo, ofrece cobertura precio-cantidad con instrumentos estándares.”*

RESPUESTA

El producto base está previsto en la subasta del MOR para no regulados. Las opciones (put y call) pueden entrar a formar parte de un mercado secundario que se desarrolle en la medida que el esquema evolucione.

3.1.3 DISTRIBUCIÓN HORARIA

ACCE

- *“El esquema de los tres bloques si se complementa con el mercado secundario por tratarse de contratos financieros, se tiene la posibilidad de reducir aún más el delta P.*

Al establecer los 3 bloques otra ventaja que se tendría es el manejo que el comercializador le pueda dar a su demanda, si decide comprar un solo bloque y vender en la bolsa o en el mercado secundario los excedentes, o podría contratarse en la base y comprar lo que necesita en las horas pico en la bolsa o en el mercado secundario.”

0.5

RESPUESTA

Las compras en el MOR se distribuirían en cada hora a prorrata de la demanda comercial regulada de cada comercializador¹. Por lo tanto, un comercializador que atiende demanda regulada no tendría la posibilidad de contratarse solamente en la base o comprar un solo bloque; aun en el caso de que se utilice el producto de los Tres Bloques.

Adicionalmente, tres bloques implica tres productos y por lo tanto, el número de subasta se multiplicará por el número de productos, reduciendo la liquidez.

3.1.4 CURVA FIJA / VARIABLE

ACOLGEN, CAC, EMGESA, GECELCA, ISAGEN, ESSA

- *“Si bien el producto propuesto por la creg tiene una característica muy importante como lo es una cantidad fija de energía diaria, lo que le da un grado alto de estandarización, la propuesta de que dicha cantidad de energía diaria se exija en función de las características de la curva de carga real para cada uno de los días del período de vigencia, grafica 1, y dado que las pérdidas y ganancias de dicho contrato se valoran de manera horaria frente a la variaciones del precio de bolsa, hacen que el producto pierda significativamente la estandarización al no tener el vendedor la certeza de la cantidad de energía que se le puede exigir durante cada una de las horas del día.*

Alternativa de producto: definir un producto ajustado a la curva de carga, que establezca de manera anticipada los porcentajes de exigencia horaria, los cuales podrían ser determinados con la información histórica de las características de la curva de carga. ...”

- *“... A pesar de definir el producto como un contrato del tipo “Pague lo Contratado”, las cantidades del mismo se establecen con la forma de la curva de carga resultante en la operación real del día de consumo de la energía contratada. De esta forma, no se limita totalmente el riesgo de la demanda para el vendedor. Se sugiere, si la alternativa seleccionada pretende limitar el riesgo a los vendedores, para tratar de conseguir mejores precios en la subasta, definir las cantidades del contrato en el momento de publicar las condiciones para la subasta (forma de curva de carga durante las 24 horas del día para la cantidad de energía de 1 MWh-día), y con base en esta forma liquidar el contrato en el día de consumo respectivo. ...”*
- *“Sugerimos que los factores con los cuales se distribuye de forma horaria el producto, sean fijos (determinados) y conocidos antes de la subasta.”*
- *“Asignación Horaria: Con relación a la distribución horaria real de cada contrato subastado, proponemos un producto que establezca de manera anticipada las cantidades de energía horaria a entregar, es decir, utilizar la curva de distribución horaria a despachar por cada contrato, en lugar de que ésta distribución se realice con la curva real.”*

¹ Ver anexo 2

0.5

- *“Teniendo en cuenta que para minimizar las diferencias entre la curva propia y del SIN, los agentes cuentan con la posibilidad de cubrirlas en la Bolsa de Energía, coincidimos con la Comisión en que la curva se debe ajustar a la demanda, pues fijarla de antemano conllevaría a una mayor dificultad en la valoración, al no seguir el precio de bolsa. Adicionalmente, la fijación de la curva de carga puede producir grandes desviaciones en las asignaciones ante cambios entre subastas sobre la curva de demanda y dificulta la valoración y asignación del producto durante eventuales periodos de demanda cero, en caso de apagones.”*
- *“... la curva de demanda usada para la subasta tendría que ser la curva de demanda utilizada para la liquidación, de esta manera los riesgos son medibles y los precios son eficientes. Debe además establecerse claramente el mecanismo de manejo de las diferencias entre la demanda objetivo y la demanda real”*

RESPUESTA

Se acepta la sugerencia de que el producto del MOR tenga distribuciones horarias fijas (dependiendo de la clase de día), y determinadas con anticipación a la realización de la subasta. Lo anterior basándose en las siguientes consideraciones:

- Las variaciones de la curva de carga de la demanda regulada son muy pequeñas, por lo que se puede lograr un nivel de cobertura similar con un producto de curva fija en comparación a un producto con curva variable².
- Al reducir el riesgo que asumen los vendedores se deben a su vez reflejar en reducción de los precios de oferta.

3.1.5 CURVA HORARIA: SIN, REGULADA, TRES BLOQUES

ANDESCO CAC CODENSA ENERTOLIMA EPSA ESSA ISAGEN XM

- *“... se sugiere analizar que la distribución horaria del contrato se realice con el perfil de la demanda comercial regulada agregada, de tal forma que se minimicen las desviaciones con el perfil de carga regulada de cada comercializador.”*
- *“La CREG presenta en el documento varios análisis en relación con las alternativas evaluadas para la forma de la curva de carga del producto a transar. En ese sentido, y dadas las similitudes entre la desviación del producto distribuido con la curva de carga del SIN, y un posible producto con tres bloques de energía, se solicita a la Comisión considerar nuevamente esta última alternativa, por simplicidad de cálculo, y para facilidad de la conformación de posibles productos en un mercado secundario. Además, facilita la determinación del riesgo para los vendedores, y por ende, podría traducirse en mejores precios para la demanda. Cabe señalar que para los últimos años de análisis de estas dos alternativas que presenta la CREG, la diferencia entre ambas curvas es muy pequeña.*

(...)

En caso de que se considere que no se justifica la diferencia en desviación del producto de tres bloques de energía, como propuesta alternativa se sugiere tomar

² Ver documento CREG 077 de 2008 – Capítulo 6.7.1

0.5

la curva de carga agregada del mercado regulado, como curva base para establecer el producto a ser transado en el MOR”

- *“... Como representantes de la demanda es crítico proteger al usuario de los incrementos de precios y en esta medida lo conveniente es diseñar un producto que se adecúe a la curva del SIN, ya que con esto se evita el traslado de primas de precio asociadas con una curva de consumo con un factor de carga menor como es la curva del mercado regulado.”*
- *“Distribución horaria del producto: creemos que la distribución propuesta por la CREG puede llegar a generar mayores posibilidades de sub o sobre contratación para los agentes comercializadores, puesto que se está estimando y contratando una curva (regulada del SIN) y se está distribuyendo como otra (total del SIN), por lo tanto, consideramos que la Comisión debe establecer mecanismos de distribución horaria de forma tal que se ajuste a la curva horaria de cada agente y de ésta manera permita minimizar el riesgo de exposición de la demanda.”*
- *“Dado que las transacciones en el MOR tienen como objetivo el cubrimiento de la demanda regulada, se requiere que la curva de carga del producto MOR siga la curva agregada de la demanda nacional regulada. En cualquier caso...”*
- *“El producto MOR sigue una distribución horaria correspondiente a la curva de carga del SIN, pero al ser el MOR un mecanismo para la compra agregada de demanda regulada debería el producto seguir la distribución horaria del mercado regulado. .”*
- *“ISAGEN considera que un producto que siga la curva de demanda del SIN cumple algunos de los principios fundamentales del MOR, adicional a que facilita la valoración por parte de los agentes, permite cubrir los cambios de demanda regulada a no regulada y viceversa y no induce mayores riesgos por variaciones en la distribución horaria de la energía.”*
- *“... en relación con la distribución horaria a tener en cuenta para determinar las cantidades asignadas en cada contrato tipo Pague lo Contratado en el MOR, para cada día, para cada comercializador, podría ser más conveniente utilizar la curva diaria-horaria correspondiente a la de su demanda comercial regulada. Esto redundaría en una disminución de la exposición al riesgo de cantidad para la demanda.”*

RESPUESTA

Debido a que se tomó la determinación que la distribución horaria del producto del MOR sea fija, se decidió que en este caso la curva debe ser igual a la de la demanda regulada y no a la demanda del SIN. Lo anterior es debido a que en este caso (distribución horaria fija) el producto con curva de carga del SIN pierde su principal ventaja comparativa; la cual de fácil valoración³.

3.1.6 TRASLADO DE LAS SOBRECONTRATACIONES A LA TARIFA.

ACCE

³ Ver documento CREG 077 de 2008, numeral 6.7.3

0.5

- *“CURVA DE DEMANDA DE REFERENCIA: Durante la realización del ejercicio, XM en sus cuadros de cálculo presentó el comportamiento de la Curva de Distribución Horaria, cuando se trabajaba con la curva de Carga Total del SIN (tal y como lo indica el documento), y con la curva del SIN para la Demanda Regulada únicamente. Los resultados de utilizar cada una de las referencias, evidencian una gran diferencia en la distribución horaria, la cual afecta económicamente a las empresas, toda vez que al usar la curva Total del SIN, el resultado es que siempre la demanda estará sobre-contratada en horas de baja carga y que por el contrario, estaría sub-contratada en horas de alta carga y por ende expuesta a compras en bolsa cuando los precios son más altos.*

(...)

Nuestra propuesta es entonces, que en la propuesta del MOR, se defina trabajar con la Demanda Comercial Regulada del SIN.”

RESPUESTA

Se acepta la propuesta de trabajar con la curva de carga de la demanda regulada, pero como se menciono anteriormente, no se tratará de una curva variable sino de una curva fija.

Sin embargo, se aclara que el neto resultante entre la operación de compra-venta en bolsa por concepto de sobrecontrataciones en el MOR será trasladado a los usuarios vía tarifa, por lo que no será asumido por los comercializadores. Para el efecto se están analizando la modificación a la Resolución CREG 119 de 2007.

3.1.7 TRES BLOQUES Y DEJAR UN PORCENTAJE A DISCRECIÓN DE LOS AGENTES.

TERMOFLORES

- *“Considerar la alternativa de los tres bloques para la contratación de por ejemplo el 90%, complementado con la permanencia de contratos de largo plazo bilaterales a discreción de los agentes comercializadores para minimizar la exposición a Bolsa.*

Consideramos que con esta sugerencia, se logra una mayor dinámica del mercado, toda vez que la certeza absoluta de los compromisos en el futuro por parte de los generadores, permite la definición de un precio más eficiente, y el ajuste de posiciones en el corto y mediano plazo, a través de coberturas en un mercado secundario desarrollado por los mismos agentes.”

RESPUESTA

Se aceptan las ventajas presentadas acerca de una distribución horaria fija, por lo que se decidió usar un producto con curva de carga fija. Sin embargo, se seleccionó una curva similar a la de la demanda regulada en lugar de la curva de tres bloques. Esto, para minimizar las diferencias horarias entre las cantidades de energía contratadas en el MOR y la demanda regulada.

Por otro lado, no se considera necesario dejar una fracción de la demanda regulada no cubierta en el MOR para que sea cubierta mediante contratos bilaterales. La razón es que

0.5

como se observa en el análisis presentado en el numeral 6.7.1 del documento CREG 077 de 2008, con un solo producto en el MOR se pueden alcanzar niveles de cobertura suficientemente altos para la demanda regulada.

3.1.8 NÚMERO DE SUBASTAS, PERIODO DE VIGENCIA Y PERIODO DE PLANEACIÓN

PERIODO DE COMPROMISO DE 2 Y 1 AÑO

CODENSA ELECTRICARIBE ENERTOLIMA EPM EPSA EMGESA ISAGEN

- *“... los análisis realizados a partir de la experiencia de CODENSA S:A: ESP señalan que un periodo de compromiso de 2 años es lo más razonable, ya que se estaría recogiendo una mezcla de estaciones secas y lluviosas en todas las subastas que se organicen, lo cual es especialmente relevante si se quiere dar estabilidad a los precios en periodos tipo Niño. Al tomar 2 años de ejecución se forzaría a que los oferentes internalicen en el precio dicha estacionalidad brindando en todo caso una señal de largo plazo estable en el tiempo, cuestión que a todas luces no se logra con productos con periodos de compromiso de un año propuesto por la Comisión.”*
- *“No existe justificación suficiente para proponer un producto con un período de compromiso de duración superior a 1 año (los argumentos de estabilidad de precio y menor número de productos favorecen una duración mayor, pero no es evidente que compensen los riesgos de predicción de la demanda y de proyección de precio), es razonable iniciar con un producto a un año y evaluar más adelante la conveniencia de productos a dos años.*

Una mayor duración del período de compromiso implica un mayor riesgo crediticio a garantizar.”

- *“... es importante resaltar que un periodo de compromiso de un año genera tranquilidad con relación a los ingresos de los agentes oferentes en el corto plazo, sin embargo, para el largo plazo se generan incertidumbres que pueden provocar incrementos adicionales en los precios ofertados, por lo anterior, consideramos que un periodo razonable de compromiso es de dos años, ya que, proporciona mayor certidumbre de ingresos a la oferta.”*
- *“... el hecho de que el período de compromiso sea de 2 años es un factor importante para que no se produzcan saltos abruptos en cada subasta, máxime considerando que uno de los años es común en cada grupo de subastas.”*
- *“Se considera adecuado que el período de compromiso del producto sea de un (1) año corrido permitiendo a la demanda no tener sobresaltos en los precios de un año a otro.”*
- *“Con respecto a los periodos de planeación y compromiso propuestos de 12 meses, consideramos que si bien recoge parte de la tradición comercial de algunas empresas del mercado regulado, no refleja en mayor proporción las negociaciones del sector y su aversión al riesgo plasmadas en ellas.*

... la distribución temporal y las cantidades de energía cotizadas en convocatorias públicas para el mercado regulado, de forma agregada, que permiten identificar

0.5

que los agentes cotizan en mayor proporción para periodos de dos años, aunque se observan cotizaciones de hasta cuatro años en menor proporción.”

- *“Finalmente, el periodo de compromiso de un año, permite incluir en un solo precio los cambios estacionales característicos del precio, alcanzando la demanda un cubrimiento en períodos generalmente de precios spot altos, entregando precios estables al usuario final.”*

RESPUESTA

La Comisión ratifica lo presentado en el documento CREG 077 de 2008, en el sentido que en las primeras subastas del MOR se transará un producto con un año de duración y conforme evolucione el mercado analizará la posibilidad de ampliar esta duración a 2 años.

PRODUCTOS INVIERNO - VERANO

EMGESA, CHIVOR

- *“... con el fin de maximizar las cantidades ofertadas, se propone que las ofertas de los generadores reflejen la estacionalidad propia de sus recursos. Se propone: i) la creación de dos productos para subastas simultáneas invierno-verano; con las mismas condiciones de funcionamiento de la subasta ii) que en el diseño del producto se permita discriminar los totales mensuales o estacionales.*

Alternativa 2. Se propone a la CREG la implementación de que cada subasta sea con un compromiso estacional, verano e invierno. Donde el verano corresponde a los meses de diciembre, enero, febrero, marzo y abril; y el invierno a los demás meses del año. Los demás elementos de la propuesta de la CREG no se modifican, es decir. i) 4 subastas al año, ii) periodo de planeación de 12 meses, y iii) periodo de compromiso anual dividido por estaciones.”

RESPUESTA

A pesar de que la energía disponible de los generadores hidráulicos varía conforme la estación, se descarta el uso de productos de invierno y verano. Lo anterior es debido a que en este caso podrían trasladarse cambios abruptos de precio a la demanda en los meses en que finaliza una estación y comienza la otra.

Adicionalmente, un producto que cubre al menos un mes de invierno y uno de verano se considera una cobertura mutua entre vendedores y compradores; dado que en términos generales, los vendedores se cubren ante precios bajos en el invierno y los compradores ante precios altos en el verano. Se fundamenta en el aprovechamiento de complementariedad en que le permite a una de las partes cubrirse del riesgo de precio en un período y brindar a su vez cobertura a su contraparte en el otro período.

PERIODO DE PLANEACIÓN FIJO O VARIABLE

CHEC, CODENSA, EMGESA, ENERTOLIMA, EPM, ISAGEN

- *“El periodo de planeación variable y el de compromiso por dos años iniciando en un mismo mes, y subastando 1/8 de la demanda, se considera que tendría las*

0.5

suficientes características sobre incertidumbre y periodos que permitirían tener cobertura sobre el precio para la demanda.

Se tendrían señales de precios formadas en periodos distintos del tiempo, se lograría equilibrio entre un período de planeación mayor y uno de corto con respecto a las incertidumbres de precio.”

- *“... Formar un producto cada trimestre presenta desventajas en casos tales como una subasta fallida, ya que se puede empezar a quedar trimestres sin cobertura al no tener un producto unificado y no se puede volver a subastar un porcentaje fijo de la demanda para todo el período al ser este diferente para siguiente subasta. También presentaría desventaja debido a que no se puede tener un producto unificado que facilite las transacciones en el mercado secundario.*

Se propone un periodo de planeación de entre 5 y 14 meses, teniendo en cuenta que el producto es de duración fija.”

- *“En cuanto al periodo de planeación se observa una gradualidad para alcanzar las cantidades de energía objetivo. En este sentido y debido a la estandarización del producto, consideramos que al definir un periodo de planeación fijo de 12 meses, genera un número de productos como subastas se realicen, adicionando un riesgo en el proceso de maximización de la energía contratada, ya que no se podría ajustar porcentajes de contratación entre subastas.”*
- *“... se estima que con un periodo de planeación fijo el producto variaría para cada subasta (teniendo en cuenta que cada subasta cubre un periodo de tiempo distinto al anterior) presentándose mayor variación en los precios, de igual manera no es claro como se cubriría en una subasta la energía dejada de cubrir en las anteriores subastas cuando el periodo de cobertura es distinto, por estas razones planteamos que el periodo de planeación debe ser variable, de tal sentido proponemos que cada subasta se transe sobre el mismo producto (dos años de compromiso), lo que permitiría establecer criterios más claros para presentación de los precios de la oferta, ya que se analizaría el mismo periodo para el cual se está ofertando.”*
- *“El tener un periodo de planeación fijo (un año) hace que se negocie un producto distinto en cada subasta. Ello tiene las siguientes implicaciones:*
 - No permite una formación clara del precio para un mismo período por cuanto en cada subasta el precio reflejará las expectativas que se tengan sobre un año que siempre se va deslizando y que por tanto, tendrá una mezcla de trimestres diferentes. Esto hace, además, que no sea posible comparar precios de cada una de las subastas.*
 - Puede limitar la liquidez en el mercado secundario por transar productos no estandarizados.*
 - Los faltantes de energía en una subasta (oferta insuficiente) no es posible trasladarlos a la siguiente subasta ya que el período de compromiso no coincide (inicia y termina un trimestre después del período de compromiso de la subasta anterior, lo cual genera un faltante al comienzo y un sobrante al final). Ello obligaría a realizar subastas adicionales, lo que implica disminuir el período de planeación o, en su defecto, cubrir dicha energía en bolsa.”*
- *“Respecto al periodo de de planeación vemos que al tener una ventana de un año y no una ventana variable, permite la evaluación de algunas de la variables que influyen la determinación del precio de venta y conserva la incertidumbre sobre*

0.5

variables de tipo climático, de disponibilidad de combustibles y de mediano plazo, pero al poderse vender el producto en diferentes subastas, los agentes pueden ir ajustando sus expectativas a las nuevas condiciones esperadas, así como las cantidades a ofrecer en las diferentes subastas.”

RESPUESTA

En vías de permitir una mayor liquidez en el mercado secundario mediante la existencia de un solo producto anual, se optó por cambiar el esquema propuesto. Se pasa de un periodo de planeación fijo a un esquema con periodo de planeación variable.

Sin embargo, para evitar tener periodos de planeación muy largos (18 meses), se reduce la separación de las subastas de tres a dos meses. La descripción del nuevo esquema se encuentra en el anexo 1.

NÚMERO DE SUBASTAS AL AÑO

ACOLGEN CHIVOR CHEC ENERTOLIMA EPSA TERMOFLORES

- *“Acolgen considera importante que las subastas mor se realicen mensualmente. lo anterior permite a los generadores ajustarse a sus condiciones de estacionalidad hidrológica, lo cual redundaría en una mayor oferta de energía y por lo tanto en el incremento de la eficiencia económica.”*

Es importante resaltar que la alternativa de subastas mensuales no incrementa los costos de transacción, en la medida en que dicho proceso puede ser automatizado, mediante una clara y explícita definición de los parámetros de precios de la curva de demanda (pp2 y pp1) y mediante la implementación de un algoritmo de decremento de precios, propuestas estas que se detallan a continuación, acompañado de un esquema completo de auditorías.”

- *“Se plantea la opción de aumentar el número de subastas a 12 en el año ya que: i) permite que los generadores puedan modular su contratación a nivel mensual; ó ii) eliminar una posible disminución en la oferta de energía de los generadores hidráulicos adversos al riesgo, los cuales limitarán su nivel de contratación al mes en que tienen la menor generación mensual y posiblemente un incremento en los precios en el MOR; es decir, aumentar el número de subastas en el año permite una mayor contratación a nivel mensual de los generadores hidráulicos, lo cual redundaría en una mayor oferta de energía; luego por la ley de oferta y demanda, implicaría un menor precio en el MOR.”*

Otros argumentos que refuerzan nuestra propuesta son: a. Darle continuidad y confiabilidad a la señal de precios. B. Permite gestionar y/o diversificar mejor la venta de energía. C. Un manejo más eficiente para el administrador del mercado sobre la cantidad incumplida por algún comercializador. D. Disminuir riesgos de no asignación por faltantes en la oferta; e. Disminuir riesgos de no asignación por faltantes en la oferta; e. Mejor definición del precio de apertura de la siguiente subasta; y f. Hay un mejor ajuste de las expectativas del mercado.”

- *“Si se opta por contratar en cada subaste 1/8 de la demanda, mejoraría el impacto en el precio para los usuarios ante una percepción por parte de los vendedores de aumento de precios.”*

0.5

- *“En cuanto al número de subastas considerado en el documento consideramos que debe aumentarse su número con el fin de dar al generador mayores opciones de participación. De esta manera es posible obtener un precio de mercado más eficiente, toda vez que este se formaría con la contratación de varias cantidades a precios cada vez más ajustados, debido a las señales de las variables del mercado sobre un mismo periodo de contratación en varios momentos durante el periodo de planeación, no obstante como el periodo de planeación”*
- *“Se propone aumentar el número de subastas anuales a seis (6), las cuales se realizarían cada dos (2) meses, manteniendo un período de planeación de dieciocho (18) meses y un período de compromiso de doce (12) meses.”*
- *“Compartimos las ventajas de un período de planeación de con esta sugerencia, consideramos que se logra una mayor estabilidad de precios, al resultar el precio promedio final de la demanda de un período de un ponderado de seis subastas en lugar de 4, producto de ajustes de precios en espacios de 2 meses, con lo cual el precio ofertado estará más acorde a la evolución de las variables del mercado.*

No obstante se propone la realización de 2 subastas más al año, consideramos que la realización de estas mediante una plataforma electrónica, arroja una adecuada relación beneficio costo para los agentes participantes.”

RESPUESTA

Se considera que con realizar 4 subastas al año, se cumple con el objetivo de diversificar el riesgo de precio en el MOR por causa de eventos temporales que afecten la percepción de los oferentes. Por lo que se decidió no incrementar el número de subastas al año.

3.2 DEMANDA OBJETIVO

3.2.1 ALTERNATIVA PARA LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

COMERCIALIZAR, ENERGÍA CONFIABLE, FACELCO, EMCALI

- *“Se propone la definición de la proyección de demanda bajo un mecanismo descentralizado, dado que los factores de carga de la demanda del SIN y la del mercado regulado es diferente a la que tiene cada comercializador. La existencia de una estimación única de la demanda, es válida para un sistema donde existe un comprador único. En la medida que la demanda nacional es el resultado de la agregación de mercados con hábitos de consumos totalmente diferentes y dinámicos, pues en la medida en que al existir la posibilidad de escogencia del suministrador por parte de la demanda esta sufre variaciones constantes.”*

RESPUESTA

La propuesta de la estimación de proyección de demanda a nivel agregado está en concordancia con el producto, el cual considerará como distribución temporal la Curva de Demanda Regulada del SIN. Esta distribución ha sido estable en el tiempo.

Aunque se presentan diferencias de comportamiento entre diferentes comercializadores, el comportamiento del agregado de los usuarios regulados del sistema ha sido estable en

0.5

el tiempo. Adicionalmente, las características de cada usuario no se desconocen cómo se puede deducir del proceso de liquidación.

- *“Se debe reflejar la demanda de cada comercializador dado que se corre el riesgo de vender excedentes en bolsa.”*

RESPUESTA

Si la proyección se realiza centralmente, no se considera que este sea un riesgo para los comercializadores en la medida que la proyección de demanda se realice centralmente, pues tanto los excedentes como los faltantes serán asumidos por toda la demanda en concordancia con el mecanismo de traslado de las compras de energía establecido en la fórmula tarifaria. La cual sería ajustada para tener un esquema simétrico y el riesgo de demanda no sea asumido por el comercializador.

En el esquema del MOR los riesgos de demanda se comparten entre usuarios regulados. El comercializador no corre riesgo de demanda pues la tarifa del MOR se pasa directo al usuario.

- *“No se debe asignar a la Comisión la responsabilidad de definir la demanda objetivo.”*

RESPUESTA

Como se indicó en el Documento CREG 077 de 2008, la proyección centralizada tiene importantes ventajas desde el punto de vista de neutralidad y simplicidad. En el primer caso, evita que agentes integrados (comercializadores integrados verticalmente con generación) sobreestimen la demanda para maximizar sus beneficios, trasladando a toda la demanda un mayor precio al que se hubiera obtenido de haber subastado una cantidad de energía menor.

En el segundo caso, no requiere el diseño de incentivos para promover a los comercializadores a realizar proyecciones acertadas en un rango aceptable. Lo cual puede ser complejo, especialmente en el caso de una desviación negativa que como se señaló en el Documento CREG 077 de 2007, el perjuicio que se genera es para toda la demanda siendo necesario compensar a todos los usuarios por el valor de esta pérdida, lo cual podría conducir a que el agente pueda ver comprometida su suficiencia financiera.

En consecuencia, se considera que la mejor alternativa especialmente por los principios de neutralidad, simplicidad y suficiencia financiera es la Proyección Centralizada, esto es a cargo de la CREG.

Por otro lado, en cuanto a que sea la CREG como entidad la llamada a definir se trata en este documento en el numeral 3.4

3.2.2 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

ASOCODIS, COMERCIALIZAR, ELECTROCOSTA, EMCALI, ENERTOLIMA, EPM, EPSA, GECELCA, XM.

0.5

- *“Se concluye que no es una buena aproximación el tomar como referencia la curva del SIN, puesto que está altamente afectada por el comportamiento del mercado no regulado lo que conllevaría a compras excesivas en horas de precios bajos a precio MOR para ser vendidas a precio bajo en la Bolsa.”*
- *La proyección se debe realizar sobre el segmento regulado del mercado utilizando la tasa de crecimiento proyectada para este segmento y no con la tasa de crecimiento de la demanda del SIN en su conjunto.*
- *“Se considera adecuado que la proyección de la demanda agregada sea realizada a partir de la información del mercado regulado.”*
- *“Se sugiere que la demanda objetivo sea proyectada con base en la demanda regulada y no la demanda total del SIN. En tal sentido, la curva diaria - horaria de demanda a ser suplida por los vendedores, sería la de la demanda regulada total del SIN.”*
- *“Se propone se realice la proyección con base en el crecimiento de la demanda regulada y no con la tasa para el SIN.”*
- *“La proyección debe realizarse a partir de información del mercado regulado, excluyendo la demanda no regulada.”*
- *“Se debe considerar solo la demanda regulada con desagregación mensual.”*

RESPUESTA

La UPME establecerá la metodología mediante la cual se hará la proyección de la demanda regulada del SIN con base en información entre otros, del mercado regulado y no con la tasa de crecimiento del SIN. Este dato lo suministrará la UPME para 1 o 2 años siguientes al periodo de planeación y desagregándolo para cada mes.

- *“Se debe tener en cuenta los programas de reducción de pérdidas aprobados a las empresas, con los cuales se espera que la demanda disminuya.”*

RESPUESTA

Una vez los programas de reducción de pérdidas entren a operar, estos serán considerados por la Comisión para efectos de determinar la cantidad de energía a subastar.

- *“La Proyección debe ser centralizada con distribución uniforme.”*

RESPUESTA

La distribución uniforme tiene mayor riesgo que la distribución horaria del SIN cómo se muestra en los documento CREG 077 de 2008.

3.2.3 PERIODICIDAD DE LA PROYECCIÓN ELECTROCOSTA, ISAGEN

0.5

- *“Se propone mantener la periodicidad con la cual la UPME realiza actualmente la publicación de los pronósticos en los meses de marzo, julio y noviembre como base para la determinación de la demanda objetivo de las subastas.”*
- *“La proyección de la demanda se deberá ajustar trimestralmente, con suficiente anticipación a la realización de cada subasta.”*

RESPUESTA

La UPME para efectos de la publicación de los pronósticos de la demanda regulada mantendrá la periodicidad con la cual publica las proyecciones de la Demanda Total Doméstica. Con base en esta información la CREG decidirá los ajustes a los que haya lugar en la cantidad de demanda a considerar en la subasta.

3.2.4 PARTICIPACIÓN DE LOS COMERCIALIZADORES

ACCE, ANDESCO, ASOCODIS, CODENSA, COMERCIALIZAR, ELECTROCOSTA, EMGESA, EPSA, ESSA, ISAGEN.

- *“Se considera conveniente crear un mecanismo de control que represente a los comercializadores que atienden mercado regulado para que auditen la proyección de la Demanda Comercial Regulada, proyectada por la UPME. El comité basándose en las curvas de carga proyectadas por cada comercializador de su demanda regulada construiría el modelo que compararía con la proyección de la UPME garantizando que se ajusta a la realidad.”*
- *“La proyección de la demanda del SIN debe ser definida por la UPME y debe incorporar los ajustes de los comercializadores que atienden demanda regulada para alcanzar una proyección más cercana a la realidad.”*
- *“Dado el riesgo de predicción de la demanda y su efecto por mayor exposición al riesgo de precio en bolsa, los agentes compradores deben participar en la discusión de los criterios de proyección de la demanda.”*
- *“La precisión en la predicción de la demanda es fundamental para reducir el riesgo de los compradores y vendedores y su traslado a los usuarios. Se sugiere la conformación de un comité de consulta con la participación de los agentes como conocedores de los mercados, para efectos de revisar las proyecciones de demanda.”*
- *“Se sugiere el establecimiento de un mecanismo de proyección transparente, con discusión abierta de los modelos, supuestos, parámetros estadísticos y criterios de proyección e incorporando procesos de auditoría.”*
- *“Establecer un procedimiento que asegure la participación de los comercializadores minoristas y la utilización de la información del mercado regulado.”*
- *“Sugerimos que los agentes comercializadores que atienden demanda regulada participen de manera conjunta con la UPME y la CREG en la estimación de la demanda objetivo, de manera que la UPME se enriquezca con las diferentes proyecciones de los comercializadores, minimizando así los riesgos asociados a dicha estimación.”*

0.5

- *“Se sugiere un mecanismo de participación de los comercializadores que atienden mercado regulado así: La UPME proyecta la Demanda Comercial Regulada total para el año siguiente al período de planeación, con base en el escenario medio. ii) Esta proyección se somete a consulta con los Comercializadores que atienden mercado regulado. La UPME presenta proyecciones ajustadas a la CREG con las observaciones recibidas de los agentes; iv) La CREG aprueba la Proyección a considerar como Demanda Objetivo.”*
- *“Es importante que para la proyección de la demanda, la UPME solicite a los comercializadores la información de la estimación que cada uno de estos ha realizado para su periodo de compromiso y dicha información sirva de referencia para la proyección final”*
- *“Una vez se realice el cálculo, es recomendable que se someta a consideración de los agentes dichos cálculos antes de su aprobación definitiva.”*
- *“Sugerimos que los agentes comercializadores que atienden demanda regulada participen de manera conjunta con la UPME y la CREG en la estimación de la demanda objetivo, de manera que la UPME se enriquezca con las diferentes proyecciones de los comercializadores, minimizando así los riesgos asociados a dicha estimación.”*
- *“Se propone que la proyección de demanda realizada por la UPME se someta a un proceso de depuración con los comercializadores.”*

RESPUESTA

La UPME utilizará para la proyección de demanda entre otra la información del mercado regulado suministrada por los mismos agentes como son, los reportes de venta de energía de cada uno de los agentes al SUI y podrá aprovechar la información que los comercializadores puedan suministrar sobre posibles comportamientos extraordinarios útil para el proceso.

3.2.5 TRATAMIENTO DEL RIESGO DE PREDICCIÓN ELECTROCOSTA, EMCALI

- *“El riesgo de predicción de la demanda debe ser completamente trasladable a la tarifa”*
- *“Conviene que la proyecciones de demanda sean inferiores a las esperadas, con el fin de garantizar que los comercializadores no corran el riesgo de quedar sobre-contratados y tener que vender excedentes en bolsa.”*

RESPUESTA

La fórmula tarifaria que traslada los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica prevé en el componente de generación el traslado del precio que resulte de la subasta considerando la demanda objetivo. Esto es, que el riesgo de demanda es asumido por el usuario final en concordancia con la proyección centralizada.

0.5

3.2.6 TRASLADO DE CLIENTES UR - NR

ASOCODIS, CODENSA, ELECTROCOSTA, EMGESA, EPM, EPSA, ESSA, ACOLGEN.

- *“Se debe controlar el traslado de clientes entre segmentos de mercado para evitar comportamientos oportunistas y minimizar el riesgo de predicción de la demanda.”*
- *“Se requiere la adopción de medidas para controlar el traslado de usuarios de mercado regulado - No regulado que puedan afectar las proyecciones de demanda, con el fin de reducir los elementos de incertidumbre y de oportunismo.”*
- *“Revisar la incidencia en la proyección de la demanda ante cambios en los límites actuales para acceder al Mercado No regulado.”*
- *“Se debe incluir las reglas para los límites de participación en el mercado no regulado. La comisión debe tener en cuenta que en el actual sistema de cambio de mercado y comercializador se permiten fluctuaciones que afectan el establecimiento de la demanda objetivo.”*
- *“Se debe tener en cuenta la demanda que posterior a la subasta pasaría del mercado regulado al no regulado.”*
- *“Actualmente los usuarios cuentan con cierto grado de libertad y flexibilidad en el traslado del mercado Regulado al no regulado y viceversa, este entorno introduce un riesgo para la demanda que atiende usuarios regulados. Por lo anterior, sugerimos sean revisados los esquemas actuales de participación de los usuarios, de tal manera que se genere cierto grado de estabilidad en la proyección.”*
- *“Se debe buscar un mecanismo para controlar el impacto del traslado de los usuarios regulado a no regulado y viceversa ya que esto representa un riesgo asociado a la proyección de demanda.”*
- *“Se debe tener en cuenta la demanda que posterior a la subasta pasaría del mercado regulado al no regulado.”*
- *“Se deben fijar reglas claras para el traslado de clientes entre segmentos del mercado, limitando que grandes clientes mueva la proyección de la demanda regulada y exponga al resto de la demanda a las transacciones en bolsa.”*
- *“Sugiere establecer un mecanismo que compatibilice el hecho de tener contratos de compra del tipo “pague lo contratado” y la posibilidad de que los usuarios puedan migrar del mercado regulado al no regulado o viceversa, en la medida en que dicha situación dificulta la estimación de la demanda y el riesgo asumido por los restantes usuarios regulados.”*
- *Se considera conveniente crear un mecanismo de control que represente a los comercializadores que atienden mercado regulado para que auditen la proyección de la Demanda Comercial Regulada, proyectada por la UPME. El comité basándose en las curvas de carga proyectadas por cada comercializador de su demanda regulada construiría el modelo que compararía con la proyección de la UPME garantizando que se ajusta a la realidad.*
- *Proyección centralizada con distribución uniforme*
- *Establecer un procedimiento que asegure la participación de los comercializadores minoristas, la utilización de la información del mercado regulado.*

0.5

- *Solicitamos se estudie la posibilidad de permitirle al comercializador minorista establecer su portafolio de contratación, lo que implicaría determinar el porcentaje de energía comprada en bolsa conservando la curva regulada del agente. Tal como se vienen realizando desde el inicio del Mercado de Energía Mayorista, con el objetivo de lograr la formación del precio eficiente.*
- *Se sugiere que la demanda objetivo sea proyectada con base en la demanda regulada y no la demanda total del SIN. En tal sentido, la curva diaria - horaria de demanda a ser suplida por los vendedores, sería la de la demanda regulada total del SIN.*
- *Para determinar las cantidades asignadas en cada contrato, para cada día, para cada comercializador, podría ser más conveniente utilizar la curva diaria-horaria correspondiente a la de su demanda comercial regulada. Esto redundaría en una disminución de la exposición al riesgo de cantidad para la demanda.*
- *Se propone se realice la proyección con base en el crecimiento de la demanda regulada y no con la tasa para el SIN.*
- *Sugerimos que los agentes comercializadores que atienden demanda regulada participen de manera conjunta con la UPME y la CREG en la estimación de la demanda objetivo, de manera que la UPME se enriquezca con las diferentes proyecciones de los comercializadores, minimizando así los riesgos asociados a dicha estimación.*
- *Se sugiere un mecanismo de participación de los comercializadores que atienden mercado regulado así: La UPME proyecta la Demanda Comercial Regulada total para el año siguiente al período de planeación, con base en el escenario medio. ii) Esta proyección se somete a consulta con los Comercializadores que atienden mercado regulado. La UPME presenta proyecciones ajustadas a la CREG con las observaciones recibidas de los agentes.*
iv) La CREG aprueba la Proyección a considerar como Demanda Objetivo.
- *Es importante que para la proyección de la demanda, la UPME solicite a los comercializadores la información de la estimación que cada uno de estos ha realizado para su periodo de compromiso y dicha información sirva de referencia para la proyección final.*
- *Una vez se realice el cálculo, es recomendable que se someta a consideración de los agentes dichos cálculos antes de su aprobación definitiva.*
- *se debe crear una matriz de factores que considere tipo de día, mes y año. Al comprar un producto para los 365 días del año, se incrementa el nivel de transacciones en bolsa. Las compras y ventas en bolsa deben ser residuales por lo que se requiere una mayor precisión del producto a comprar. La demanda presenta variaciones en los diferentes periodos de aplicaciones y estos no sólo están caracterizados por el tipo de día, sino que existe una estacionalidad dada por el tipo de mes e incluso la necesidad de considerar los crecimientos vegetativos.*
- *Las diferencias entre los costos de generación y los precios regulados pueden afectar la sostenibilidad de actividad de generación. Debilita la función del comercializador al no desarrollar la gestión de compras. Genera alta controversia en función de su mecanismo de cálculo. No hay competencia entre los comercializadores por el componente de generación. No hay competencia entre generadores en el mercado de contratos para atender la demanda regulada.*

0.5

Elimina la necesidad de realizar contratos con destino al mercado regulado.

- *No se debe asignar a la Comisión la responsabilidad de definir la demanda objetivo.*
- *Conviene que la proyecciones de demanda sean inferiores a las esperadas, con el fin de garantizar que los comercializadores no corran el riesgo de quedar sobre contratados y tener que vender excedentes en bolsa.*
- *La proyección debe realizarse a partir de información del mercado regulado, excluyendo la demanda no regulada.*
- *Se debe reflejar la demanda de cada comercializador dado que se corre el riesgo de vender excedentes en bolsa.*
- *Se propone se realice la proyección con base en el crecimiento de la demanda regulada y no con la tasa para el SIN.*

RESPUESTA

Las reglas asociadas con el traslado de usuarios de un mercado a otro, serán tratadas en una resolución posterior a la expedición de la resolución que establezca los procedimientos para comprar energía en el Mercado Organizado.

Es claro el impacto que el arbitraje entre el mercado regulado y el no regulado de usuarios con grandes consumos puede tener para el cálculo de la demanda a ser adquirida en el MOR. La Comisión es consciente de esta situación y está analizando alternativas que prevengan tales conductas.

3.3 SUBASTA

3.3.1 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA

ACCE, CAC, COMERCIALIZAR, ESSA, ENERGIA CONFIABLE, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, FACELCO.

- *En vez de ser una subasta de reloj descendente, debería ser una subasta de dos puntas, de tal manera que la demanda participe activamente en la formación de precios, ofertando las cantidades de energía requeridas y los precios a que estaría dispuesta a pagar por dicha energía, de tal forma entonces que el precio final, "precio de Mercado" sea efectivamente el resultado de una libre interacción de oferta y demanda. Dado que los contratos son estandarizados, se conserva el anonimato de los participantes, lo que garantiza la transparencia y equidad del esquema.*
- *Es deseable que los comercializadores tengan una mayor participación en la formación de este precio, y adicionalmente, en la decisión del subastador de adjudicar o no la energía de la subasta. Con una participación menos pasiva de la demanda en la definición de las compras de energía, se da un incentivo a los oferentes a participar a mejores precios, ante la incertidumbre de adjudicación de la energía por las definiciones de la demanda. Esto puede redundar en mejores precios desde la oferta.*
- *Se propone una subasta de demanda y oferta activas. La propuesta no contempla la demanda no define el precio al que está dispuesta a pagar, sino que lo*

0.5

determina la CREG. La subasta de una punta es aplicable en aquellos casos donde el Comprador tiene que garantizar el bien a como dé lugar, tal es el caso de la Energía firme. En el caso del MOR los compradores buscan es obtener el mejor precio o reducir su riesgo. Por tanto la metodología de una sola punta no es adecuada.

- *Se solicita que se deje participar activamente a los comercializadores, tanto en la venta como en la compra de energía a largo plazo, de esta manera se preserva el espíritu de tener un mercado competitivo y de lograr precios eficientes.*
- *Se le está quitando al agente una herramienta de competencia que tenía en su gestión de compra al no dejarlo como agente activo en la subasta.*
- *Que la participación de la demanda regulada no tenga carácter de obligatoriedad en la subasta, dadas las implicaciones que esta medida tiene sobre la competencia entre comercializadores.*
- *Se propone una subasta de dos puntas, de tal manera que la demanda participe activamente en la formación de precios*

RESPUESTA

El objetivo de una participación pasiva y obligatoria para la demanda regulada es garantizar la igualdad de condiciones y la formación de precios eficientes, los cuales son finalmente los que se trasladan al usuario.

La subasta de dos puntas, presenta complejidad para establecer las reglas para evitar los posibles comportamientos anticompetitivos, sobre todo si se considera la posibilidad de comportamientos estratégicos por parte de los Agentes integrados (Generador – comercializador minorista).

Como los precios de compra en el Mercado Mayorista se pasan directo a la tarifa al usuario, el comercializador no tiene incentivos para ser eficiente en una subasta donde sea activo para comprar para un tercero, el usuario.

Finalmente, es de anotar que si se revisan las experiencias internacionales como las de New Jersey, Illinois o España, se observa que en la mayoría de los casos se ha utilizado las subastas de una sola punta, tal y como se propone para el mercado organizado regulado – MOR.

3.3.2 PARTICIPACIÓN DE LA OFERTA

ISAGEN, COMERCIALIZAR, ENERGÍA CONFIABLE, ELECTROCOSA – ELECTRECARIBE, ASOCODIS, XM, EMCALI, FACELCO, ACCE

- *Es preciso establecer en la resolución definitiva la pertinencia o no, de la participación de los comercializadores independientes en el esquema.*
- *Es necesario que la oferta que tenga la posibilidad de participar voluntariamente en el esquema tenga siempre los riesgos de crédito y de mercado debidamente respaldados mediante garantías y energía, bien sea con generación propia o mediante contratos de suministro de energía previamente pactados.*

0.5

- *No debe excluirse a los comercializadores independientes de la posibilidad de vender en el MOR. Al excluir a los comercializadores se aumenta la concentración del mercado y por ende propicia crecimiento de precios.*
- *No se debe restringir la cantidad de energía ofertable por un generador en las subastas del MOR. No obstante, sería conveniente en las primeras subastas, limitar la participación en el MOR de sólo agentes que cuenten con activos de generación.*
- *Se considera adecuado que la participación en el MOR como vendedor, quede sujeta para aquellos agentes con propiedad en plantas y unidades de generación. Sin embargo, es importante establecer un límite de energía ofertable para el generador.*
- *Debe definirse en forma detallada las reglas de participación de los generadores no despachados centralmente en el MOR.*
- *Debe definirse las restricciones de cantidad para la venta en el MOR y el tratamiento en caso de oferta insuficiente. El límite que se defina deberá obedecer a un mecanismo claro que pueda ser replicado.*
- *El esquema MOR puede permitir la participación plural de agentes no solo de Generadores lo cual genera mayor competencia en precios de oferta siempre y cuando se cumplan con los requisitos establecidos. Los comercializadores de intermediación han contribuido en la formación de precio de competencia en el mercado mayorista.*
- *Se propone que puedan ofertar libremente como vendedores tanto generadores como comercializadores. Esto soportado en que es un mercado netamente financiero por tanto el respaldo de dichas participaciones lo da la bolsa y ante esta cada agente oferente garantiza su cumplimiento bien con su energía o vía garantías financieras.*

RESPUESTA

Se acoge la propuesta y se harán los ajustes para la participación de comercializadores como vendedores o como compradores en la subasta siempre y cuando estos cumplan con los requisitos de garantías.

3.3.3 CANTIDAD MÁXIMA A OFERTAR

ACOLGEN, ENERTOLIMA, EPM, EPSA

- *Es importante que se establezcan limitaciones a la energía que cada uno puede ofrecer al MOR. Para esto proponemos que se defina como cantidad máxima a ofertar, tanto para generadores térmicos como hidráulicos, la siguiente: Generadores hidráulicos: la ENFICC con una probabilidad de ser superada de 10%, con lo cual se garantiza se puede agregar generación de plantas futuras. Generadores térmicos: la energía resultante de considerar la capacidad efectiva neta por el período de vigencia del contrato MOR. Límites estos que permiten acotar adecuadamente el riesgo y garantizan que el mercado regulado cuenta con la oferta suficiente para atender la demanda.*

0.5

- *No existen reglas claras en el documento sobre si estos podrán comprometer cantidades superiores a las que puedan producir sus plantas de generación. No se debe restringir la entrada solo a generadores y se debe abrir este espacio a los agentes comercializadores cubriendo los riesgos con la constitución de garantías.*
- *Se propone que la oferta máxima a ofertar por un generador se limite a la ENFICC, para el caso de las plantas térmicas, la energía firme 10 PSS para el caso de las hidráulicas para las despachadas centralmente y la energía que están en capacidad de producir con una hidrología del 10 PSS para las plantas nos despachadas centralmente.*
- *Limitar la cantidad de energía ofertable en productos MOR al máximo entre: ENFICC Base, ENFICC del 50% PSS (Probabilidad de ser superado) y Promedio histórico de Generación en los últimos 20 años).*

RESPUESTA

Se consideran procedentes los comentarios y por lo tanto se establecerá un límite por encima del cual las ofertas de los Generadores deberán ser soportadas con garantías.

3.3.4 FRECUENCIA DE LAS SUBASTAS Y CANTIDAD A SUBASTAR

Otro tema de comentario, por parte de ISAGEN, GECELCA, XM, ACOLGEN, EPSA, CHIVOR se refirió a la frecuencia de las subastas y la cantidad a subastar, sobre el particular se manifestó lo siguiente:

- *Se propone modificar la frecuencia de las subastas, pasando de trimestrales, a mensuales o bimestrales, realizando por lo menos 6 subastas al año. Esta modificación ofrece como ventaja el permitir una mayor diversificación del riesgo de precio tanto para la oferta como para la demanda, al tener más señales de formación de precio para la atención de la demanda de un mismo periodo. Igualmente, una menor cantidad requerida en cada subasta incrementaría la oferta disponible, fortaleciendo la eficiencia en la formación de precios. generadores podrían optimizar de una mejor forma las cantidades ofertadas en cada subasta, ajustándolas a sus perfiles de generación mensuales.*
- *Se propone subastas bimensuales de 1/6 de la demanda objetivo proyectada a un año.*
- *Debe definirse como será el tratamiento para contratar la energía descubierta en caso de que la oferta sea insuficiente. En estas condiciones, debe definirse el mecanismo de asignación y el precio.*
- *Se considera importante que las subastas MOR se realicen mensualmente. Lo anterior permite a los generadores ajustarse a sus condiciones de estacionalidad hidrológica.*
- *Se propone aumentar el número de subastas anuales a seis (6), las cuales se realizarán cada dos (2) meses, manteniendo un periodo de planeación de dieciocho (18) meses y un periodo de compromiso de doce (12) meses. El precio mensual del MOR se conformaría por el promedio de seis (6) productos cada vez, Se debe garantizar que haya un único precio MOR para todos los*

comercializadores que incluya el costo de las transacciones en bolsa por desviaciones en la proyección de la demanda. En el esquema de productos deslizantes o corridos es de vital importancia ajustar el esquema de transición a los reales niveles de contratación de cada agente.

- *Aumentar el número de subastas al año: subastas mensuales. no incrementa los costos de transacción, ni implica un aumento operativo por las siguientes razones: la costumbre hasta ahora del mercado ha sido realizar entre una y dos convocatorias en el año. Cada agente generador tiene un equipo dedicado actualmente para participar en la elaboración de las ofertas a los comercializadores. Permite que los generadores puedan modular su contratación y elimina una posible disminución en la oferta de energía de los generadores hidráulicos.*
- *Se propone modificar la cantidad a subastar en cada una de las subastas a un valor deseable de 1/12 o 1/6 de la demanda aproximadamente.*

RESPUESTA

El Comité considera suficiente la realización de cuatro subastas al año, con este número se podrá diversificar el riesgo de precio por causa de eventos temporales que afecten la percepción de los oferentes.

Ahora bien, las cantidades a comprar en cada una de las subastas se definirán en su momento y con base en la proyección de demanda.

3.3.5 INFORMACIÓN

En relación con la información que se suministrará antes y durante la subasta, los Agentes manifestaron inquietudes sobre la función de demanda, el precio de reserva, el precio de apertura, el decremento de los precios, entre otros.

FUNCIÓN DE DEMANDA

ASOCODIS, EPM, EMGESA, ANDESCO, ELECTROCOSA – ELECTRECARIBE

- *Los criterios generales de estimación de la función de demanda deben ser discutidos previamente con los agentes compradores.*
- *Se debe definir la metodología que se empleará para la definición de la curva en especial lo relativo a los precios. Igualmente debería solicitarse información indicativa de los comercializadores que permita determinar la disponibilidad a pagar.*
- *Es importante garantizar que la metodología de cálculo de la curva de demanda esté claramente definida con suficiente antelación a la realización de la subasta, para lo cual se requiere definir el Precio de Apertura (Pp2) y el Precio de Reserva (Pp1) que reflejen la disposición a pagar del mercado regulado. Teniendo en cuenta que para el éxito de subasta se requiere garantizar suficiente.*
- *concurrencia de oferta, es conveniente que el Precio de Apertura (Pp2) se establezca como un porcentaje adicional definido por el regulador sobre el Precio de Reserva (Pp1).*

0.5

- *Debe revisarse y ajustarse previo a cada subasta, de acuerdo con las variables y coyunturales del mercado. Los elementos básicos para identificar y estimar la función de demanda deben ser susceptibles de discusión por parte de los compradores y vendedores.*

PRECIO DE RESERVA

CAC, ISAGEN, ASOCODIS, GECELCA, ACCE

- *Es esencial definir la metodología para establecer el precio de reserva del comprador único de la energía, de forma que sea transparente, ágil y garantice que la demanda obtiene un precio eficiente para la energía que requiere.*
- *Debe establecerse previamente el mecanismo de cálculo para la determinación de los precios de reserva, el cual sea predecible y repetible.*
- *debe reflejar la disposición a pagar de la demanda teniendo en cuenta las condiciones de oferta y demanda en un momento determinado.*
- *¿Cuál será el manejo o asignación de la subasta MOR si no se alcanza el Precio de Reserva?*
- *Para el precio de reserva PP1 se propone introducir señales de mercado, que en su inicio podría tener como referente las actuales señales del mercado es decir el precio MC.*

PRECIO DE APERTURA

ELECTROCOSA – ELECTRECARIBE, ASOCODIS, ACOLGEN, EPSA, ISAGEN

- *El precio de apertura arranque mediante un algoritmo fijo establecido por regulación, con una adecuada discusión y análisis con todos los agentes y que sea auditable. Por ejemplo que el precio de apertura se fije teniendo en cuenta un nivel mínimo que se espera que deba ser cubierto por la oferta (p.e entre un 20% y un 30% de la demanda que se lleva a la subasta).*
- *Se debe incentivar la presentación suficiente de oferta sin dar señales inadecuadas.*
- *Se propone que el precio de apertura de la subasta se fije como el precio de escasez obtenido del cargo por confiabilidad, representando este precio el valor en el cual la demanda no está dispuesta a adquirir contratos de energía, en la medida en que para precios mayores o iguales al precio de escasez, el cargo por confiabilidad ofrece la cobertura necesaria en el mercado spot. De igual manera es importante resaltar que a este precio todos los recursos de generación cuentan con los incentivos necesarios para participar en el proceso de subasta. Amén de lo anterior, el indexar el precio de apertura de la subasta a los criterios propuestos para la subasta del cargo por confiabilidad permitiría contar con una regla explícita de formación de precios que no dependa de las condiciones particulares durante cada una de las subastas o de las personas encargadas de su definición.*
- *Se debe garantizar un precio de apertura lo suficientemente atractivo para que se vincule el mayor número de vendedores, incluyendo los generadores.*

0.5

- *Pp2 (Precio de Apertura) debería ser el Precio de Escasez y el Pp1 debería estar en función del precio de cierre de la subasta anterior y la volatilidad de los precios de bolsa para un periodo máximo de 2 meses.*
- *Se propone como: Pp2 (Precio de Apertura) puede identificarse como el Precio de Escasez. PP1: se tendría que recurrir a una estimación elasticidad precio de la demanda teniendo en cuenta los mecanismos alternativos de compra y complementariamente a una estimación de un precio cercano al precio medio actual de compra en contratos del mercado regulado, lo que requiere estimar primas tanto para ajustar a un cubrimiento del 100% de la demanda, como para descontar el paso a contrato PLC y el cobro a un plazo menor al actual.*

REGLA PARA DECREMENTOS DE PRECIOS

ACOLGEN

- *Es recomendable que se analice la posibilidad de fijar una regla que permita determinar los decrementos óptimos de precios entre una ronda y la siguiente, el cual puede ser función del exceso de oferta de la ronda anterior. un mecanismo como éste, permitiría la automatización del proceso, sin que los decrementos sean conocidos con exactitud sino sólo hasta el momento en el cual es publicado el exceso de oferta de la ronda anterior, garantizando la eficiencia del proceso de subasta con un menor costo de transacción. lo anterior sin perjuicio que el administrador de la subasta pueda realizar ajustes a los decrementos en caso de considerarlo necesario.*

PUBLICIDAD DE LA INFORMACIÓN

ISAGEN

- *Es necesario que en el desarrollo de cada una de las rondas se publique información, debido a que esta es una subasta de valor común y los agentes deben ir ajustando los datos propios para la valoración del producto con la información y percepciones que tiene el mercado sobre el mismo.*

RESPUESTA

Luego de la experiencia de las subastas de Obligaciones de Energía Firme llevada a cabo en mayo y junio de 2008, la Comisión contrató una consultoría⁴ con el experto David Harbord para que hiciera una revisión detallada sobre el diseño, desarrollo y resultado de dichas subastas, así como la formulación de recomendaciones concretas para su mejora. Particularmente, dentro del diseño de la subasta, la CREG solicitó revisar la información proporcionada a los participantes antes y durante la subasta.

En los análisis de la subasta Harbord encuentra pertinente reducir parte de la información que reciben los agentes, de tal forma que se eviten posibles comportamientos no competitivos y estratégicos y por el contrario se asegure un proceso eficiente de descubrimiento de precios. Específicamente el consultor recomienda restringir a los participantes la siguiente información:

⁴ David Harbord & Marco Pagnozzi (2008) – “Review of Colombian Auctions for Firm Energy”

0.5

- El exceso de oferta agregada en cada una de las rondas,
- La curva de demanda,
- Introducir un elemento aleatorio en la curva de demanda con el fin de que para los participantes sea incierto el exceso de oferta en cada una de las rondas, y
- Subasta de sobre cerrado

Harbord señala que en la medida que se limita la anterior la información, los jugadores con posiciones dominantes tienen menos opciones de buscar juegos estratégicos y no competitivos (por ejemplo potenciales soluciones pivotaes), asegurándose la eficiencia de la subasta.

De otro lado, revisando la información que se suministra en las subastas que se han llevado a cabo en otros países se encontró que en la mayoría de los casos se suministra un rango de exceso de oferta y no el total dejando incertidumbre a los participantes:

PAÍS	NOMBRE	TIPO DE SUBASTA	INFORMACIÓN	
			INICIO	ENTRE RONDAS
NEW JERSEY	BGS	Reloj descendente	3 días antes de la subasta se anuncia el precio de inicio para la primera ronda y la demanda a comprar.	Precio Una medida del exceso de oferta
ILLINOIS		Reloj descendente	3 días antes de la subasta se anuncian los precios de inicio, la demanda a comprar.	Rango de exceso de oferta Rango de precios
ESPAÑA	CESUR	Reloj descendente	Volumen objeto de la subasta Precio de apertura	Rango aproximado de exceso de oferta existente en la ronda anterior y el valor del volumen objeto de subasta. Este puede reducirse durante el desarrollo de la subasta para asegurar competencia. La reducción la hace la SGE (Secretaría General de Energía) y se la comunica al Administrador. Este valor nunca es menor a 4000 MW

0.5

	VPP	Reloj ascendente	En la primera Ronda, el Administrador, según la metodología que sea previamente aprobada por la Secretaría General de Energía a propuesta de los Vendedores, establecerá un Precio de Inicio de la Ronda para todos los Productos que será comunicado de forma preliminar antes de las 19:00 CET del día anterior a la Fecha de la Subasta y de forma definitiva al menos quince minutos antes de la primera Ronda.	El Administrador establecerá para todos los Productos de cada Grupo de Productos Abierto: Un precio de Inicio de la Ronda, que será igual al Precio de Final de la Ronda inmediatamente anterior. Un Precio de Final de la Ronda superior al Precio de Final de la Ronda inmediatamente anterior. La Demanda Agregada de cada Producto de cada Grupo de Productos al Precio de Final de la Ronda
BELGIC A	ELECT RABEL (COMP RA)	Reloj ascendente	Al inicio de la ronda se anuncia conjunto de precios de todos los productos.	Demanda agregada de cada producto Precios finales de la ronda

De acuerdo con lo anterior, la Comisión ha decidido que divulgará la Información que sea suficiente para que los participantes puedan hacer sus propuestas, pero la mínima que revele posiciones pivotaes. Por lo tanto, en cada subasta se suministrará sólo la información que sea necesaria para asegurar que la subasta sea eficiente.

3.3.6 PARTICIPACIÓN DE LA CREG, UPME EN VARIABLES DEL MERCADO FACELCO, ACCE

- *Asignar a la Comisión la responsabilidad de definir el Precio de Reserva para las subastas, además de que interfiere con el mercado y que cambia la función reguladora de la CREG, está enviando señales erradas al mercado, que en un momento dado pueden ser duramente cuestionadas. Igual ocurre para la UPME con su nueva función de definición de Demanda Objetivo.*

0.5

RESPUESTA

Es importante indicar que las leyes 142 y 143 de 1994, ha asignado la función a la CREG de asegurar la prestación eficiente del servicio e incentivar la competencia entre los agentes. Es por ello que el regulador tiene la facultad de regular el funcionamiento del Mercado Mayorista como parte del reglamento de operación.

La propuesta MOR busca que la compra de energía con destino a los usuarios finales responda al criterio de eficiencia que establece la ley, y en este sentido es que puede definir aspectos tales como la función de demanda y la información a divulgar durante la subasta, lo cual permitirá promover la competencia y garantizar la neutralidad y transparencia en el proceso.

En cuanto a la definición de la proyección de demanda que servirá como base para que la determine la demanda objetivo se considera que la entidad idónea es la UPME. Esto por cuanto entre sus funciones esta el determinar los requerimientos energéticos de la población con base en proyecciones de la demanda.

3.3.7 PRECALIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN

ISAGEN, TERMOFLORES, GECELCA, EMGESA

- *No es adecuado solicitar una oferta indicativa, en términos de precios máximos y mínimos, a los agentes. Los valores que podrían ser eventualmente reportados por los agentes en una oferta indicativa podrían desviarse significativamente de la realidad, entregando señales indeseables a quienes analicen estos datos. Si vemos necesario que la Comisión cuente con la información de oferta máxima de cantidades que puedan suministrar los agentes, con el fin de establecer la existencia de alguno de los posibles casos de falla en la subasta.*
- *Se considera inconveniente para la debida formación de un precio eficiente el establecimiento de entrega de una oferta inicial indicativa y teniendo en cuenta que la participación de los generadores es voluntaria.*
- *No es apropiado solicitar la oferta indicativa en términos de cantidades y de precios máximos y mínimos por parte de los vendedores ya que el subastador puede sesgar la subasta con base en esta información.*
- *Se sugiere revisar los criterios por los cuales se solicita a la oferta enviar las cantidades de precios máximos y mínimos a los cuales un generador está dispuesto a participar en la subasta. El oferente debe reportar solo la cantidad máxima a ofertar.*

RESPUESTA

Se acoge el comentario y por lo tanto se eliminará la solicitud de ofertas indicativas en términos de precios y cantidades.

3.3.8 MONITOREO DEL MERCADO

ESSA

0.5

- *Solicitamos se defina un sistema que permita monitorear las posibles concentraciones de mercado en la oferta de energía del MOR. Es necesario garantizar como requisito mínimo el actual nivel de concentración de oferta de energía en el mercado, por cuanto una concentración superior a la actual implica una disminución en el nivel de competencia del mercado y aumenta el riesgo de no obtener un precio eficiente.*

RESPUESTA

El esquema incluye indicadores para la identificación de casos especiales como oferta insuficiente o participación insuficiente. La creg definirá oportunamente los índices de concentración en la oferta a utilizar dentro de los cuales se pueden considerar: índice de Herfindahl-Hirschmann- HHI y el Índice de reserva residual⁵.

3.3.9 INCENTIVOS

XM

- *Incluir incentivos adicionales para aumentar la concurrencia de los generadores a la subasta, así como de mecanismos adicionales a la subasta misma, que propendan por la revelación de precios eficientes.*

RESPUESTA

La cantidad de energía a comprar y la necesidad de cobertura de los generadores son incentivos suficientes para motivar su participación en este mercado.

3.3.10 AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBASTA

EMGESA, ANDESCO, ACOGEN

- *Utilizar como subastador herramientas computacionales probadas con éxito en otros mercados con características similares.*
- *Se sugiere establecer que el subastador sea electrónico a través de una herramienta informática con una auditoría idónea. Este mecanismo permite que en caso de ser necesario, se realice un número mayor de subastas sin incurrir en mayores costos incrementales.*
- *Se sugiere que con antelación se defina una herramienta de simulación o "demo" que sea un entrenador de la Subasta. Así mismo que por medio de talleres se desarrolle un correcto entendimiento de la subasta y sus reglas de participación.*
- *El proceso de subasta puede ser automatizado, mediante una clara y explícita definición de los parámetros de precios de la curva de demanda (pp2 y pp1) y mediante la implementación de un algoritmo de decremento de precios,*

⁵ El cual busca obtener la demanda residual de una empresa, substrayendo a la demanda de mercado, las ofertas presentadas por el resto de competidores. De esta forma, la empresa obtiene el valor de la demanda residual a la que se enfrenta y sobre la que puede ejercer poder de mercado.

O.S

propuestas estas que se detallan a continuación, acompañado de un esquema completo de auditorías.

RESPUESTA

Un esquema automatizado de subasta requiere la parametrización de cada una de las variables que intervienen y la definición de todas las funciones de los eventos que pueden presentarse en el proceso. Así como la implementación, sintonía y prueba de las mismas.

Es de anotar que una subasta de tipo reloj descendente puede requerir la toma de decisiones diferentes en cada ronda, principalmente en relación con el decrecimiento de precios y la velocidad de la subasta por lo cual la presencia de un subastador con la suficiente experiencia en este tipo de subastas es fundamental para el éxito.

Por lo tanto, se considera poco conveniente incluir un subastador electrónico, por lo menos en la etapa inicial del MOR.

3.3.11 OTROS TEMAS

ELECTROCOSA – ELECTRECARIBE, ASOCODIS, EMCALI, EPSA

- *Se sugiere que los cogeneradores para participar en la subasta lo pueden hacer a través de un generador*

RESPUESTA

Teniendo en cuenta que el MOR es una transacción del mercado mayorista que está definida como una transacción en bolsa, se aplicarán las disposiciones vigentes para la participación de Cogeneradores en la bolsa. Tal y como está previsto en la Resolución CREG 107 de 1998.

- *Quedan pendientes de plantear y desarrollar aspectos fundamentales tales como el reglamento desarrollado de la subasta, los mecanismos de contingencia para enfrentar fallas en la subasta, la metodología de la función de demanda y la metodología para establecer el precio de apertura. El mecanismo de ajuste de las cantidades no subastadas en un periodo por oferta insuficiente o por otra falla.*

RESPUESTA

El reglamento de la subasta será el establecido en la convocatoria de la subasta misma. Las definiciones de los parámetros de la función de demanda serán establecidas por la CREG.

El tratamiento de las cantidades no subastadas se presenta en el documento en el capítulo de liquidación.

- *Se considera necesario analizar la robustez de los resultados de este tipo de esquema con base en una estructura de oferta en la cual se reconoce la*

0.5

importancia que representan algunos recursos de generación para la formación del precio.

RESPUESTA

Tal y como se indicó anteriormente se harán mediciones de concentración de mercado con el fin de establecer los eventos en los cuales se establecen condiciones en las cuales el formato de la subasta debe ser cambiado o la subasta suspendida o aplazada.

- *Se deben establecer claramente los mecanismos de protección al usuario en el caso de presentarse fallas en la subasta.*

RESPUESTA

Estos serán tenidos en cuenta y se prevé alternativas para los casos en que se presente oferta insuficiente, participación insuficiente o problemas técnicos en la subasta.

3.4 TRANSACCIONES EN EL MERCADO

3.4.1 PARTICIPACIÓN DE LOS COMERCIALIZADORES

ENERTOLIMA, COMERCIALIZAR, EPM, ACCE.

- *Dado que se trata de un mercado financiero se debe abrir la participación en la venta de energía también a los comercializadores cubriendo riesgos con la constitución de garantías.*
- *De las normas se desprende que hay dos tipos de transacciones unas del mercado mayorista y otras del mercado minorista, que son en las que participan los generadores y comercializadores. La ley determina que las transacciones del mercado mayorista no tienen restricción en cuanto al tipo de agente de puede participar ni limita el tipo de transacciones o su resultado. Considerando que la transacción del MOR hace parte del mercado mayorista y ahí confluyen generadores y comercializadores para comprar o vender energía, la CREG no puede limitar la participación de los comercializadores a ser pasivos y solo comprar.*
- *Aunque están de acuerdo que en el MOR se limite participación a generadores activos, sugieren que se revise la limitación de participación como vendedores a los comercializadores por considerar que puede no estar ajustado a lo definido en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994.*
- *El Decreto 387 define que se debe reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores minoristas que atienden mercado regulado lo cual no implica "que se restrinja la participación de los comercializadores en las ofertas al MOR. Por el contrario, se reconoce la competencia y sus beneficios."*

0.5

RESPUESTA

Es cierto que la definición del Mercado Mayorista establece en forma general que en él participan generadores y comercializadores para la venta y compra de energía. Sin embargo esta definición no puede tomarse en forma aislada del resto del marco constitucional y legal que es aplicable al Mercado Mayorista. Es clara, y ha sido ratificada por la jurisprudencia en varias ocasiones, la competencia dada por la ley a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para adoptar el Reglamento de Operación y en él regular el funcionamiento del Mercado Mayorista. Esto implica que la Comisión puede definir los principios, criterios, procedimientos, contratos y demás normas que deben cumplir los agentes para participar en este Mercado. El ejercicio de esta facultad claramente se debe sujetar a los principios constitucionales y legales y a los fines definidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y es para el cumplimiento de tales fines que la Comisión propone la implementación del MOR y define sus elementos constitutivos.

3.4.2 IMPACTO TRIBUTARIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MOR

ISAGEN, ELECTRICARIBE, EMGESA, CODENSA, ACOGEN, EPSA, ASOCODIS, AES CHIVOR, ESSA, CAC, ANDESCO, EPSA

- *Consideran que la CREG tiene plenas facultades para adoptar las disposiciones que se requieren, pero que debe desarrollarse adecuadamente el tema tributario de tal forma que sea clara la viabilidad del esquema. Para esto piden que antes de expedir la norma definitiva debe hacer un estudio de fondo que permita identificar todos los efectos. No basta hacer referencia al estudio del SEC. Estos estudios deben publicarse y dejarse para discusión de la industria.*
- *La CREG no ha hecho un análisis del riesgo que implican las estampillas, consideran que al tratar el MOR con una transacción del mercado este riesgo se puede aumentar. Debe hacerse un análisis de riesgo de los impuestos locales y definir una estrategia para manejarlo. Ej reforma al régimen de impuestos locales.*
- *El esquema que se escoja debe considerar aspectos operativos que tienen incidencia en la causación de algunos tributos:*
- *Implicación de que se considere como un contrato de suministro o de obligaciones financieras. Esto puede tener diferentes implicaciones tributarias.*
- *Debe determinarse como se va a materializar la transacción para definir el manejo contable lo cual tiene un impacto en el impuesto de Industria y Comercio.*
- *Sugieren que se limite la forma en que debe registrarse las transacciones resultado de las subastas del MOR para que no pueda entenderse que se está generando el impuesto de timbre. Por otra parte si se considera que se trata de un producto tipo financiero consideran defendible que se aplique la exención del numeral 9 del artículo 530 del Estatuto Tributario al soporte que se emita sobre estas transacciones. Finalmente si se compara con el certificado que se emite para las Obligaciones de Energía Firme, se debe definir la naturaleza jurídica de esta certificación.*
- *Consideran que no se aplica la retención en la fuente por impuesto a la renta por tratarse de una operación de bolsa que está exenta según el artículo 369 del ET.*

0.5

- *GMF: sugieren que se defina un mecanismo de recaudo que permita minimizar los costos de transacción. Proponen por ejemplo un mecanismo de traslado entre cuentas de un mismo titular (cuenta ordinaria a una cuenta de ahorro colectivo – fiducia-a la que concurren todos los agentes del mercado.)*
- *Estampillas: debe considerarse en cada caso la causación de las estampillas departamentales y determinarse de qué forma las entidades respectivas practicarán la retención en la fuente correspondiente.*
- *La comisión debe pronunciarse sobre los aspectos fiscales. Debe definirse el vehículo de asignación de las transacciones para determinar si se causa impuesto de timbre. Además debe reducirse al mínimo el número de operaciones financieras entre XM y los agentes pues el GMF se duplica en la propuesta de la Comisión. Con relación a impuestos locales la propuesta debe blindarse de posibles decisiones a nivel municipal que afecten negativamente su operación. Se solicita a la CREG hacer un análisis detallado de las implicaciones que tendría la propuesta con respecto a éstos gravámenes.*
- *Es fundamental que la CREG “desarrolle de manera simultánea e integral, el régimen tributario perteneciente al MOR” ya que sin el tratamiento de tasas, estampillas, etc no se puede alcanzar la viabilidad del esquema. La CREG debe realizar antes de que se expida la norma definitiva un análisis tributario, a nivel nacional y local, que permita comprender cuáles son los alcances y el impacto económico para los agentes y la demanda del mecanismo propuesto. “El señalar que en su momento se realizará una consultoría sobre el tema, que no esté acompañada con la evolución general del procedimiento de expedición de la norma y sobre todo, sin el conocimiento y la posibilidad de pronunciarse sobre la misma por parte de los agentes destinatarios.” “No basta en consecuencia, señalar como referente el estudio tributario que se realizó en el año 2005 a propósito del estudio del sistema electrónico de contratos (sec), que finalmente no fue expedido, dado que no se trata de regímenes idénticos que permitan superponer (además sin la debida actualización), la normatividad tributaria aplicable. tampoco resulta suficiente de cara a expedir una norma integral, el señalar que en su momento se realizará una consultoría sobre el tema, que no este acompañada con la evolución general del procedimiento de expedición de la norma y sobre todo, sin el conocimiento y la posibilidad de pronunciarse sobre la misma por parte de los agentes destinatarios.”*
- *Algunos municipios del país aplican el cobro de una estampilla por la compra de energía. Se debe garantizar que las transacciones MOR queden exentas de este impuesto*
- *El incremento de los costos de transacción por el GMF se debe reconocer en los costos que se trasladan a la tarifa del cliente final.*
- *Solicitan a la CREG el análisis de las implicaciones que tendría sobre el recaudo de impuestos regionales (ICA, estampillas), mayores montos de GMF, mayores costos de operación del ASIC, frente a los costos asumidos en el esquema actual.*
- *La CREG debe desarrollar el régimen tributario del MOR para que se garantice su viabilidad normativa, financiera y comercial.*
- *Solicitan precisar el análisis de las implicaciones tributarias, los mayores costos de GMF, costos de garantías, operación centralizada, etc.*

0.5

- *El esquema de recaudo planteado genera un aumento en el GMF. Sugieren plantear un mecanismo administrado por el ASIC donde se ordenen los giros por XM y con las mismas garantías.*
- *Solicitan que para la resolución de consulta se tenga un análisis cuantitativo del riesgo tributario, en especial el GMF y una estampilla local potencial.*

RESPUESTA

Tal y como se anunció en el Documento CREG 077 de 2008 y en los dos talleres realizados con la industria la Comisión celebró un contrato para la elaboración de un estudio jurídico sobre el impacto tributario de las modificaciones que introducirá la implementación del MOR. El primer informe ya fue presentado por el asesor jurídico y se encuentra en revisión para ser publicado para comentarios de los agentes. Debe tenerse en cuenta en todo caso que la Comisión no tiene competencia para hacer modificaciones a las disposiciones de tributarias locales o nacionales, y que se tiene que limitar a hacer un desarrollo del esquema que optimice la carga impositiva. Lo anterior implica que la CREG no puede introducir reformas o determinar exenciones a estampillas u otro tipo de tributos como se solicita en algunos comentarios.

Por otra parte se considera que si bien es cierto que con la implementación del MOR se duplica el pago de GMF, este es un costo que está incluido en la remuneración de XM y que finalmente es trasladada a los usuarios. La ganancia de eficiencia en la formación de precio del mecanismo compensa ese costo. En todo caso se están realizando consultas con el Ministerio de Hacienda para determinar si hay alternativas para el manejo de este tema y evitar así la doble imposición.

Como queda indicado en el proyecto de resolución que se somete a consulta, no se prevé la expedición de certificación alguna.

3.4.3 TIPO DE TRANSACCIÓN

XM, GECELCA, EPSA, EMGESA.

- *Consideran que las transacciones del MOR deben ser definidas como transacciones de la bolsa de energía y no como se enuncia en algunos apartes del documento donde se hace referencia a que son transacciones del Mercado Mayorista. Esto tendría implicaciones como que se aplique la exención del artículo 369 del ET. También sugieren que se incluyan estas transacciones dentro de las actividades del SIC como se hizo con el CXC.*
- *Solicitan que se de mayor claridad en cuanto al origen de las transacciones para efectos de validar las implicaciones en los impuestos municipales. Solicitan que las transacciones del MOR se adecuen para que los tributos locales no queden concentrados en un solo municipio.*
- *Muy importante que se defina la naturaleza jurídica de las relaciones que surgen con el MOR.*

05

RESPUESTA

Tal y como se planteó en el Documento CREG 077 de 2008 las transacciones del MOR harán parte del Mercado Mayorista de Energía. En el proyecto de resolución que se somete a consideración se precisa que se tratarán de transacciones de la Bolsa de Energía, para lo cual es necesario introducir modificaciones a la regulación vigente.

3.4.4 CONTRATO DE MANDATO

ISAGEN, TERMOFLORES, AES CHIVOR, EPM, EMGESA, CODENSA, ACOLGEN.

- *Consideran vital que se ajuste el contrato de mandato con el ASIC dado el gran cambio que la implementación del MOR tendrá para la gestión del administrador (volumen de transacciones, responsabilidad legal y contractual, recaudo y pago, cartera y cobros jurídicos, etc.). El solo hecho de que buena parte de los ingresos que hasta hoy gestionaba el agente ahora se manejen a través del ASIC justifica la evaluación del contrato de mandato vigente hoy.*
- *Están de acuerdo en desarrollar el MOR como transacción totalmente centralizada pero consideran que se debe revisar el contrato de mandato para definir claramente responsabilidades dado que el ASIC pasaría a administrar el 90% de los ingresos de los agentes.*
- *Dado el aumento de la responsabilidad de XM al implementarse el MOR, se hace necesaria la revisión de fondo del contrato de mandato y que vía regulación se determinen los derechos, obligaciones y responsabilidades de XM, para prevenir futuros inconvenientes. Además el contrato debe ser auditado semestralmente.*
- *Consideran procedente hacer una revisión del contrato de mandato dado que con la implementación del MOR se cambia el alcance de las obligaciones y responsabilidades de XM.*
- *Consideran que dados los cambios el contrato de mandato toma mayor relevancia y por tanto deben analizarse las obligaciones y responsabilidades de XM. Sugieren revisar la conveniencia de que un solo agente maneje casi la totalidad del dinero de las transacciones.*
- *Dados los cambios que implica el MOR adquiere mayor relevancia la revisión del contrato de mandato: "requiere que en el corto plazo se establezcan salvaguardas a las cuentas mediante las cuales el Asic administra los recursos de los generadores y se otorgué mayores responsabilidades a XM frente al cobro jurídico de las eventuales obligaciones incumplidas por parte de los agentes morosos del mercado. Por consiguiente, es necesario que vía regulación se determinen los derechos, obligaciones y responsabilidades de XM, en su condición de mandatario, con el fin de prevenir futuros inconvenientes."*

RESPUESTA

La Comisión está analizando los elementos planteados en los comentarios de los diferentes agentes. Con el fin de buscar esquemas que permitan salvaguardar los recursos de las transacciones del MOR y de analizar los otros aspectos se convocará a una reunión a los agentes interesados.

OS

3.4.5 FUNDAMENTOS JURÍDICOS DE LA PROPUESTA

EMGESA, ACOLGEN, ACCE

- *Sugieren que en los considerandos se haga referencia expresa a la facultad de la CREG establecida en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994.*
- *Adicionalmente, manifiestan que en el documento la CREG manifiesta que la propuesta se fundamenta en lo establecido en el Decreto 387 de 2007, pero el decreto sólo indica que se debe trasladar un precio eficiente al usuario, no la modificación del esquema de contratos.*
- *Se sugiere que la CREG haga referencia al artículo 42 de la Ley 143 de 1994, “en atención a los requerimientos que posibles autoridades hagan a las empresas para verificar el cumplimiento de esta norma.”*
- *Si bien el Decreto 387 define que se reconocerá el costo de la energía adquirida por los Comercializadores minoristas que atienden mercado regulado, y que asigna a la CREG la responsabilidad de regular el nuevo marco aplicable a las compras de electricidad con destino al Mercado Regulado con el objeto de que todos los usuarios obtengan los beneficios de la competencia en el mercado mayorista de energía, ello NO implica que el precio sea un valor UNICO definido por la Comisión, ni que se restrinja la participación de los comercializadores en las ofertas al MOR. Por el contrario, se reconoce la competencia y sus beneficios.”*

RESPUESTA

En los considerandos del proyecto de resolución se hace referencia a las normas en las cuales se fundamenta la propuesta entre las cuales se ha incluido el artículo 42 de la Ley 143 de 1994.

El Decreto 387 de 2007 establece:

- *“Artículo 3°. Políticas para el desarrollo de la actividad de comercialización minorista. Con el fin de asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, la CREG deberá adoptar normas que garanticen el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los agentes comercializadores minoristas que operan en el Sistema Interconectado Nacional.*

En desarrollo de lo anterior, la CREG aplicará los siguientes criterios:

- a) 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;”*

En efecto, la norma indica que la CREG debe reconocer todos los costos de la compra de energía con destino al mercado regulado y aunque no indica que el costo referido deba ser un valor único, si es específica al reiterar la competencia de la CREG para definir el mecanismo de compra de energía.

La interpretación y aplicación de esta disposición específica debe acompañarse y sujetarse a las disposiciones legales que siendo de mayor rango regulan las

OS

competencias y funciones de la CREG. Es decir, debe tenerse en cuenta que por disposición legal, la Comisión debe asegurar que los precios que se trasladan a los usuarios regulados sean los más eficientes posibles, y para la compra de esta energía, las empresas deben contratar haciendo uso de mecanismos que garanticen la libre competencia.

Como es bien conocido la Comisión hizo un análisis del funcionamiento del mecanismo de compra de energía para la demanda regulada que se encuentra vigente, Resolución 020 de 1996, y encontró las deficiencias que se analizaron en el Documento CREG 065 de 2006.

En este contexto la Comisión formula la propuesta de la que trata el Documento CREG 077 de 2008, cuyo fin es implementar un mercado organizado que permita obtener precios eficientes y competitivos para los usuarios regulados.

Estaría desconociendo por completo la Comisión parte de su razón de ser si se limitara a dar aplicación a lo establecido en el Decreto 387 de 2007 permitiendo a los comercializadores trasladar a sus usuarios todos los costos de la energía que están adquiriendo mediante un mecanismo los problemas identificados. No puede entonces pensarse en la aplicación del paso directo de los costos de que trata el Decreto sin la implementación del mecanismo que garantice que dichos costos sean eficientes. Si bien es cierto que el Decreto no indica que el precio deba ser único, tampoco lo prohíbe, y está en el resorte de las competencias de la Comisión adoptar el mecanismo que considere más adecuado, con lo cual si el resultado de la implementación del mismo es la definición de un precio eficiente único para toda la demanda, se considera que es una alternativa que da cabal cumplimiento al mandato legal y a la disposición del decreto.

3.4.6 RETIRO DE AGENTES

XM

- *Entienden que para el retiro de generadores con obligaciones en el MOR se aplicarían las disposiciones vigentes, pero consideran que se deben precisar las condiciones y el procedimiento. De igual forma se deben considerar las condiciones de ingreso y retiro de agentes comercializadores que atiendan demanda regulada.*

RESPUESTA

Se considera que dadas las nuevas obligaciones que adquieren tanto generadores como comercializadores en el Mercado es pertinente aclarar las condiciones en las cuales tanto generadores como comercializadores pueden retirarse de la actividad, de tal forma que se protejan los intereses de los demás agentes y se garantice la prestación del servicio a los usuarios en condiciones de eficiencia. Para el efecto, el proyecto de resolución incluye normas específicas sobre el tema de cesión de obligaciones e incumplimientos y adquisición de obligaciones para comercializadores y/o usuarios nuevos.

⁶ Anteriormente la CREG había propuesto la implementación de un Sistema Electrónico de Contratos –SEC- con el fin de, entre otras cosas, solucionar problemas como los señalados en el Documento 065.

05

3.4.7 CAPITAL DE TRABAJO Y MODIFICACIÓN 108

ANDESCO, ASOCODIS, ENERTOLIMA, EMGESA, CHEC.

- *Solicitan que se evalúe la posibilidad de modificar la regla de aplicación de las tarifas establecida en la Res 108 de 1997 con el fin de disminuir el capital de trabajo que se requiere dada la diferencia entre los períodos de recaudo y los plazos que se están estableciendo para los pagos en el MOR.*
- *“Es importante considerar en los análisis financieros de la operación del esquema propuesto, los mayores requerimientos en capital de trabajo para los comercializadores, cuando se disminuyen los plazos de 60 a 30 días, para el pago de la energía en el mercado de contratos bilaterales.”*
- *“Se deben considerar los altos efectos de la propuesta sobre el capital de trabajo de los agentes comercializadores, hoy el mercado paga en promedio en contratos bilaterales con destino al mercado regulados a 60 días posterior a la entrega de energía,maneja políticas inclusive de 90 días para el pago, en el MOR al pasar a un esquema de pago a 30 días obligaría a realizar esfuerzos importantes en el capital de trabajo.”*

RESPUESTA

La Resolución 108 de 1997, junto con las disposiciones de orden legal sobre el mismo tema, establecen garantías mínimas de protección al usuario al definir reglas sobre la publicación y aplicación de la tarifa que le permiten a éste conocer la tarifa que le será aplicada a los consumos que haga. Se considera que no sería adecuado limitar estas garantías mínimas dadas al usuario.

La Resolución CREG 167 de 2008 estableció la norma para las nuevas contrataciones con el fin de no cargar en la tarifa costos diferentes a los que corresponden al costo de la energía.

3.5 LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LAS OBLIGACIONES EN EL MOR

3.5.1 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPRAS ENTRE COMERCIALIZADORES

ACCE, FACELCO, ASOCODIS, COMERCIALIZAR, EMCALI

- *“ASIGNACIÓN DE CONTRATOS CON BASE EN LA CURVA DE CARGA DEL SIN. Al respecto, consideramos que esta propuesta conlleva a un decrecimiento de la eficiencia, dado que se están ignorando las diferencias de las curvas de carga regionales, que la curva del SIN incluye la demanda No Regulada lo cual suma otra gran diferencia, y que nunca ha sido una solución eficiente supeditar la Generación a la curva de carga de sus clientes.”*
- *“ASIGNACIÓN DE CONTRATOS CON BASE EN LA CURVA DE CARGA DEL SIN: Al respecto, consideramos que esta propuesta conlleva a un decrecimiento de la eficiencia, dado que se están ignorando las diferencias de las curvas de carga regionales, que la curva del SIN incluye la demanda No Regulada lo cual*

05

suma otra gran diferencia, y que nunca ha sido una solución eficiente supeditar la Generación a la curva de carga de sus clientes.”

RESPUESTA

Dado que las compras en el MOR se distribuyen horariamente a prorrata de la demanda comercial regulada de cada comercializador, las curvas de carga regionales no se están ignorando; sino que por el contrario, las compras de cada comercializador en el MOR tienen la misma distribución horaria de su curva de carga regulada.

Por otra parte, en el diseño del producto se debe tener en cuenta que existe una relación entre el riesgo que este conlleva al vendedor y el precio que ofertará. Por lo que una decisión de diseño no es supeditar a compradores o vendedores, sino decidir qué riesgos es mejor que asuma la demanda, y qué riesgos es mejor que asuma la oferta, teniendo en cuenta que si un riesgo se asigna a un agente que no tiene control sobre el mismo, lo cargará en el precio.

- *“Se solicita aclarar la sobre o subcontratación se debe agregar y distribuir entre los compradores a prorrata de sus demandas en el procedimiento de distribución del producto.”*

RESPUESTA

Todas las compras en el MOR se distribuyen horariamente a prorrata de la demanda comercial regulada, por lo que tanto las sobrecontrataciones como las subcontrataciones serían proporcionalmente iguales entre todos los comercializadores en cada hora⁷.

- *“... podemos concluir que no es una buena aproximación para ningún tipo de agente comercializador el tomar como referencia la curva del SIN, puesto que está altamente afectada por el comportamiento del mercado no regulado, lo que conllevaría a compras excesivas en horas de precios bajos a precio MOR para ser vendidas a precio bajo en la Bolsa, con los costos inherentes, por ejemplo garantías, por compras no necesarias; igualmente, los agentes quedarían expuestos a compras en bolsa en los horarios de máxima demanda.*

Se aprecia igualmente un mejor comportamiento se la curva de referencia corresponde al agregado nacional del mercado regulado, aunque el mismo fenómeno anterior se presenta en menor escala.”(Hemos subrayado).

- *“Si bien es cierto que en general la curva de demanda del mercado regulado es similar a la del sistema, también es cierto que cada comercializador tiene una demanda propia, cuya curva no calzaría exactamente con la del sistema, por lo que de igual forma se estaría expuesto a riesgo de venta de excedentes en Bolsa que en general los comercializadores no deseamos asumir. Como los comercializadores vamos a ser pasivos en el mecanismo, el regulador debe encontrar la forma de eliminar este riesgo y de reflejar la demanda de cada comercializador.”*

⁷ Ver anexo 2

05

RESPUESTA

Las diferencias entre las curvas de carga de cada comercializador y la distribución horaria del producto no son relevantes, dado que las compras en el MOR se distribuirán horariamente a prorrata de la demanda comercial regulada de cada comercializador. Por lo cual, las únicas diferencias significativas son las que se presenten entre la curva de carga agregada de la demanda regulada y la distribución horaria del producto, las cuales son mínimas por la estabilidad en el tiempo de la forma de la curva. Una descripción detallada de lo anterior se encuentra en el anexo 2.

3.5.2 LIQUIDACIÓN POR BALANCE / DIFERENCIAS

ACOLGEN, ANDESCO, ASOCODIS, CHEC, CHIVOR, CODENSA, ELECTRICARIBE, EPM, EPSA, ISAGEN, TERMOFLORES, XM

- *“Consideramos que la propuesta de liquidación por diferencias hace inoperante este mecanismo, al obligar a un generador a participar de las pérdidas en bolsa asociadas al comercializador incumplido y al recibir por parte del resto de la demanda sólo el diferencial entre precio de bolsa y precio de contrato. de lo anterior se deriva que si bien el mor aparece como un mercado con una probabilidad baja de incumplimiento, las obligaciones incumplidas se trasladan en su totalidad a la bolsa, en donde deben ser asumidas tanto por quienes venden en bolsa como por quienes venden en el mor.”*
- *“... se sugiere continuar con el mecanismo de balance para las transacciones en bolsa originadas en contratos MOR.*

Algunas ventajas de este tipo de liquidación son:

-Reduce el costo de las garantías, dado que el esquema de garantías para el MOR es de menor exigencia financiera que el de la bolsa.

-El valor a garantizar no depende directamente del precio de bolsa con su volatilidad asociada.

-El esquema por Balance atiende a la diferenciación de riesgos que enfrentan los agentes en ambos mercados, tanto en bolsa como en MOR.”

- *“La liquidación por balance de las asignaciones del MOR, en comparación con la liquidación por diferencias, afectaría en menor grado el costo de las garantías en el nuevo esquema de contratación de compras de energía, para las empresas que cuentan con un buen grado de calificación de riesgo crediticio.”*
- *“La Comisión plantea un nuevo mecanismo de liquidación de las transacciones resultantes en el MOR por Diferencias. En la práctica, al evaluar el comportamiento del esquema, se solicita a la Comisión mantener el esquema de liquidación de energía por balance, como hasta ahora se ha realizado, de forma que la energía cubierta con precio en el MOR se liquide totalmente como transacción en dicho mercado, y los excedentes o faltantes del mercado regulado se transen en la Bolsa de Energía a precio de Bolsa.”*
- *“Con respecto a la liquidación consideramos que la alternativa sería la de Balance, puesto que permite visualizar y separar los riesgos de cada mercado e implicaría menos costos de las garantías.”*

05

- *“Como muchos agentes y gremios en sus presentaciones lo manifestaron, consideramos que la liquidación por balances es el mecanismo más eficiente para la liquidación de las transacciones producto del MOR.”*
- *“La liquidación por balance de las asignaciones del MOR, en comparación con la liquidación por diferencias, afectaría en menor grado el costo de las garantías en el nuevo esquema de contratación de compras de energía para las empresas comercializadoras al considerar su calificación de riesgo crediticio.”*
- *“No está sustentada la justificación de que la distribución del riesgo de corto plazo de los generadores deba separarse del nivel de transacciones de cada agente (generador) en el MOR.*

Dado que se trata de mercados distintos, con esquemas de garantías específicos para cada uno, el riesgo de corto plazo no debe ser el mismo para un generador que tiene transacciones en el MOR con respecto a otro que no tienen transacciones en este mercado.”

- *“La liquidación por diferencias le introduce sobrecostos al esquema de manera innecesaria sin un beneficio asociado claro, introduce un mayor riesgo y genera un problema de asignación de riesgos de manera inadecuada. Ello básicamente por las siguientes razones:*

No permite separar el riesgo de cada mercado, por el contrario, castiga a los agentes que decidan vender toda su energía en el MOR y aislarse del riesgo de la bolsa. Obliga a asumir el riesgo de bolsa, así el agente no lo desee, situación que disminuye el incentivo para participar en el MOR para los Generadores.

En principio, cualquier tipo de contrato se podría liquidar por diferencias (mercado no regulado, intercambio, comercializadores que no atienden demanda). Sin embargo, ello implica cambiar todo el esquema de liquidación actual, lo cual es bastante complejo y genera costos adicionales frente a los beneficios esperados, poco claros. Adicionalmente, pensar en una liquidación mixta, es decir, MOR por diferencias y las demás transacciones por balance, haría mucho más complejo el esquema.”

- *“La liquidación de las transacciones en el MOR debe ser por balance (como los contratos actuales) y no por diferencias para no mezclar productos de largo y corto plazo con diferentes niveles de riesgo y diferentes agentes.”*
- *“ISAGEN sugiere a la Comisión la utilización de la liquidación por balance de energía, dado que reduce el riesgo de crédito para los generadores que participarán en el MOR, teniendo en cuenta que frente a los esquemas de garantías propuestos la cartera que pudiese generarse en un momento determinado, es llevado a las transacciones en bolsa, por tanto se esperaría una participación activa en las subastas del MOR y por tanto un precio de despeje más eficiente.”*
- *“ISAGEN sugiere a la Comisión la utilización de la liquidación por balance de energía, dado que reduce el riesgo de crédito”*
- *“Recomendamos conservar la liquidación por balances en lugar de los contratos por diferencias, ya que la primera permite separar los riesgos asociados a cada transacción y facilita el proceso de transición hacia el nuevo esquema.”*

05

RESPUESTA

Con base en lo expuesto por los agentes, se decidió liquidar las obligaciones del MOR por balance de energía. Lo anterior, para incentivar la participación de los generadores en el MOR como mecanismo de cobertura ante los incumplimientos en la Bolsa.

3.5.3 REASIGNACIÓN DE COMPRAS

CAC, ESSA, ANDESCO

- *“La mayor preocupación para la demanda, y especialmente para los agentes cumplidos que la representan, radica en el hecho de hacerse solidario con unas obligaciones previamente adquiridas por otros agentes, y que no son debidamente honradas. De esta forma, la demanda pasa a ser responsable por una energía adicional a la propia, lo que llevaría a sobrecontrataciones y por tanto a vender en bolsa una energía sin garantía de poder recuperar el costo pagado en el MOR por la misma, que incluso podría terminar siendo adquirida por el agente incumplido. ...”*
- *“Se propone en el documento que ante el incumplimiento de un comercializador la demanda sea solidaria y asuma la cantidad contratada, aumentando la cantidad de energía cubierta, consideramos que esta iniciativa es inviable ya que implica un alto riesgo para los usuarios y para los demás comercializadores minoristas. Esta política no es consecuente con la valoración individual de riesgo, que es inconsistente con solidarizar los riesgos al final.”*
- *El esquema de traslado de contratos con incumplimiento tenía en cuenta el tipo de liquidación por diferencias, donde se asignaba el resto de la demanda únicamente la diferencia del ejercicio MOR frente al precio en bolsa, por lo que se sugiere evaluar el impacto del traslado de contratos con el esquema de liquidación por balance para garantizar la consistencia de ambas propuestas.*

RESPUESTA

Cabe aclarar que en el documento CREG 077 de 2008 se planteó un esquema de solidaridad para el caso de que las obligaciones del MOR se liquidarán por diferencias.

Sin embargo, dado que se tomó la decisión de utilizar para el MOR la liquidación por balance de energía, el esquema de solidaridad propuesto inicialmente no aplica.

Por lo tanto, se realizó un análisis de los posibles esquemas que se pueden utilizar en caso del incumplimiento de un comercializador en el MOR. Este estudio se presenta en el anexo 3.

3.5.4 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA

ASOCODIS

- *“No es clara la interpretación de la solidaridad ante incumplimientos de un comercializador y lo que implica el traslado del contrato al resto de la demanda, pues ello podría implicar cualquiera de estas dos posibilidades:*

05

1 Traslado del contrato MOR del incumplido al resto de los comercializadores quienes venderían esta energía en bolsa, y exposición en la bolsa de dicho comercializador incumplido para atender su demanda.

2 Traslado del contrato MOR del comercializador incumplido a los comercializadores restantes, sin exponer al incumplido a bolsa, quedando eximido dicho comercializador de responsabilidades con el Mercado Mayorista por efectos de compras de energía, al no establecerse el mecanismo de cobro entre comercializadores por esta solidaridad.”

RESPUESTA

El estudio realizado al respecto se encuentra en el anexo 3.

3.5.5 NIVEL DE RECAUDO

EPSA

- *“Aunque está contemplado que el mayor valor de compra que asumiría el resto de comercializadores ante el incumplimiento de uno de los agentes, no se garantiza que se pueda recuperar completamente el costo ante condiciones de recaudo inferiores al 100% y la existencia de pérdidas no reconocidas.”*

RESPUESTA

El nivel de recaudo es un riesgo asociado a la actividad de comercialización el cual es remunerado en el componente C.

De forma similar, a cada operador de red se le reconoce un nivel de pérdidas eficientes y éstas se cargan en forma independiente al G en la fórmula tarifaria.

3.5.6 INCENTIVOS DE LA REDISTRIBUCIÓN DE COMPRAS

ASOCODIS, CAC, EPSA, CODENSA, ELECTRICARIBE, ISAGEN, EMGESA

- *“La solidaridad de la demanda ante incumplimiento de un comercializador, se considera un riesgo grande que está siendo trasladado a los usuarios, y requeriría de herramientas que impida que se convierta en un incentivo perverso.”*
- *“Si la situación se presenta por un incumplimiento en la presentación de garantías, el agente tendría el incentivo ante precios bajos en la Bolsa, a incumplir con la presentación de garantías, para liberarse de la obligación en el MOR, y así aprovechar los precios bajos del corto plazo. En el momento en que se incrementen dichos precios, presentaría nuevamente las garantías y habilitaría su cubrimiento en el mercado.”*
- *“El no pago de las transacciones en el MOR no puede liberar de la obligación al agente incumplido, ya que esto podría generar estrategias de adquisición de energía, tales como incumplir los pagos en el MOR cuando el precio de la Bolsa sea inferior al precio del MOR”*

05

- *“En lo que respecta a la solidaridad de la demanda en el esquema MOR, esto significa un cambio notable que le implica al comercializador asumir riesgos en la gestión del mercado regulado. Debido al alto riesgo que esta solidaridad implica se deben evitar incentivos perversos que favorezcan al incumplido, reforzando los mecanismos para el control de pagos y permitiendo a aquellos que asumen el default recuperar los costos asumidos del comercializador incurrido en incumplimientos.”*
- *“La propuesta de la CREG plantea reducir el monto a cubrir con garantías financiera a dos meses, bajo la condición de que la demanda regulada asuma colectivamente el riesgo de incumplimiento de cualquier agente comprador.
Esta propuesta es en principio inaceptable, en tanto puede favorecer prácticas no deseadas, en la medida en que implica traslados de costos de unos usuarios a otros. y considerando que no se garantiza para el resto de agentes la recuperación plena de los costos en los que el esquema les hace incurrir.”*
- *“Considerar como una obligación derivada de la Subasta que los comercializadores incumplidos tuvieran que pagar a los comercializadores a los cuales se les trasladaría los contratos, la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de los contratos MOR, en los casos en que el primero fuera inferior al segundo durante la ejecución del contrato. Lo anterior, dado que un comercializador podría tener incentivos para no suscribir las garantías definitivas y de esta forma deshacer las obligaciones del MOR, en caso que observara que pudiera comprar la energía a un menor precio en la bolsa. En caso que el comercializador incumplido no asumiera los costos descritos anteriormente, sugerimos que se le aplique la medida de “limitación de suministro”.”*
- *“La propuesta de la CREG plantea que se sociabilice el riesgo de cartera, donde hay garantías de pago por 2 meses de suministro de energía, se excluye al agente incumplido del contrato MOR, y su obligación la asumen los demás compradores, vemos que claramente esta es una señal que incentiva la ineficiencia. Por otro lado, debido a que todas las transacciones del mercado se asocian a la bolsa de energía, el agente pasaría a tomar energía de la bolsa, en donde seguramente seguiría incumpliendo (si no pudo pagar en el MOR, tampoco pagará en la bolsa).”*

RESPUESTA

La aplicación de un esquema de solidaridad o redistribución de compras en el MOR puede generar un incentivo perverso, dado que en los meses en que los precios del MOR sean mayores que los precios de bolsa, el comercializador tendría el incentivo para incumplir sus obligaciones en el MOR y así quedar expuesto en el corto plazo por el no pago de las obligaciones, con lo cual podría tener un precio de compra menor. Este incentivo, se neutraliza con la aplicación de limitación de suministro y la intervención por parte de la SSPD como respuesta al incumplimiento.

3.5.7 LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

ANDESCO, CAC, XM, EPSA, ISAGEN

- *“En caso que se confirme la bondad de la alternativa “Traslado de los Contratos incumplidos”, se sugiere tener en cuenta los siguientes aspectos:*

05

Definir tiempos y un procedimiento más expedito para aplicar la Limitación de Suministro, incluso extender a 24 horas su aplicación.”

- *“Dadas las condiciones que han restringido la aplicación de la Limitación de Suministro a usuarios finales, la disminución en la demanda expuesta por parte del comprador será muy poca, incrementando el riesgo de cartera en la Bolsa de Energía.”*
- *“Limitación de suministro. En razón a que la propuesta MOR, socializa, los riesgos a contraparte en la bolsa de energía, atentamente sugerimos revisar lo establecido en los artículos 2 y 3 de la resolución CREG 001 de 2003; relacionada con los procedimientos para la Limitación de Suministro.”*
- *“Consideramos necesario modificar los mecanismos de limitación de suministro actuales (Energía en Bolsa y Corte de Energía) para viabilizar el esquema MOR.”*
- *“Debe fortalecerse el mecanismo de limitación del suministro y considerar la intervención de la Superservicios y la limitación al registro de nuevas fronteras o contratos bilaterales.”*
- *“Disminuir los tiempos de trámite que existen entre el incumplimiento en las obligaciones del mercado y la medida de “limitación de suministro”. De esta forma, consideramos que el tiempo que quedarían expuestos los vendedores al riesgo de mercado sería inferior.”*

RESPUESTA

Se está analizando la conveniencia de acelerar e intensificar el esquema de limitación de suministro vigente, dado que es la principal herramienta para desincentivar el no cumplimiento de obligaciones en el MOR y en general en el mercado mayorista.

3.5.8 FÓRMULA TARIFARIA

ASOCODIS, EMCALI, ESSA, ANDESCO

- *“No es clara la forma en que se transferiría a la demanda los diferenciales de precio ante excedentes entre la demanda asignada en subastas del MOR y la real, dado que se tendría un vacío frente a lo establecido en la Re. CREG 119/07, en especial en lo que se refiere a las ventas de energía en bolsa resultantes del esquema.”*
- *“Se debe modificar la resolución CREG 119 de 2007 para permitir trasladar el costo de las transacciones en bolsa a la tarifa.”*
- *“Asegurar la suficiencia financiera al comercializador : Lograr este objetivo implica permitirle a los comercializadores la recuperación de sus costos, esto haría que dentro de la implementación del esquema MOR se requiriera una modificación a la resolución CREG 119 de 2007, principalmente en los artículos 7 y 8 en lo referente al traslado de precio de compra de la energía y el artículo 11, de la definición del Costo de Comercialización, para la inclusión de los costos de transacción, garantías y aumento en el capital de trabajo.”*

05

- *En caso que se genere sobre – contratación para el resto de la demanda, se debe armonizar este precio con el traslado a tarifa de los mayores costos en que se incurra.*

RESPUESTA

Tal como se mencionó anteriormente, la CREG está estudiando alternativas para hacer el ajuste necesario.

3.6 GARANTÍAS

3.6.1 OTROS TIPOS DE GARANTÍA

EMCALI, XM, ELECTRICARIBE, ISAGEN, ACOLGEN, EPM, EPSA

- *“Adicional a la calificación de riesgo de las empresas comercializadoras, para establecer el monto de las garantías, debe estudiarse la posibilidad de facilitar otros mecanismos de flexibilización de garantías tales como coberturas naturales para compradores con activos de distribución, pignoración de ingresos o pólizas de seguros, con el fin de reducir el costo de las garantías financieras, de igual manera que para los Generadores, sus plantas físicas son su garantía.”*
- *“Con respecto a las garantías financieras, consideramos conveniente que para el MOR se utilicen los tipos de garantías actualmente vigentes, teniendo en cuenta además que los bancos han venido desarrollando las herramientas requeridas para administrar el riesgo de respaldo a los agentes del mercado.*

Así mismo, y ya que las transacciones en el MOR serian consideradas como una transacción en la Bolsa de Energía y facturadas centralmente por el ASIC, consideramos conveniente la propuesta, en el sentido de mantener el esquema establecido en la Resolución CREG 019 de 2006, específicamente manteniendo los criterios establecidos en el Artículo 2 del Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista:

-Que cubran por todo concepto el estimado de la liquidación mensual realizada por el ASIC y el LAC.

-Que la Garantía o el mecanismo alternativo constituidos tengan un valor calculado en moneda nacional.

-Que otorgue al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC y Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC-, la preferencia para obtener de manera inmediata el pago de la obligación garantizada.

-Que sean otorgados de manera irrevocable a favor del ASIC, o quien realice sus funciones.

-Que sean líquidos y fácilmente realizables.”

- *“Consideramos en este sentido que debe revisarse la propuesta para efectos de:
-Establecer garantías adicionales, tales como la pignoración de ingresos o garantías sobre activos de distribución para el comprador incumplido, entre otras.”*

05

- *“ISAGEN entiende la importancia de contar con mecanismos estandarizados para garantizar las obligaciones derivadas de las transacciones en el MOR, sin embargo, queremos plantear a la Comisión la revisión de mecanismos alternativos que permitan la participación de los agentes con menor capacidad financiera, así como posibles opciones para la disminución de los costos de los agentes integrados verticalmente.*

(...)

Garantías Admisibles en la Bolsa de Energía

ISAGEN considera importante que se estudie con mayor detalle la situación que se presenta actualmente en el mercado, relacionada con la pignoración de subsidios y otros ingresos futuros que realizan algunos comercializadores de propiedad estatal, como garantía al pago de la energía a los generadores con que suscriben contratos bilaterales. Si bien entendemos la importancia de contar con un esquema estandarizado de garantías, la realidad del mercado colombiano, en particular la de los comercializadores más pequeños y aquellos que no están integrados verticalmente, sugiere la necesidad de armonizar las prácticas comerciales mencionadas con el esquema de garantías.

(...)

ISAGEN propone a la Comisión que se estudie la posibilidad de utilizar esquemas como la creación de un Fondo Especial de Garantías, donde incluso pudiera incluirse bajo administración de un tercero la pignoración de los subsidios y otros ingresos futuros.”

- *“No obstante ACOLGEN considera importante que se analicen esquemas alternativos de garantías, siempre que éstas no asignen riesgo de crédito a los generadores que actúan como vendedores en el MOR.”*
- *“Propone:*
 - Mantener las garantías de bolsa de la Res. 19 de 2006.*
 - Quien no ponga las garantías debe prepagar como en la Res. 19 de 2006.”*
 - Al primer incumplimiento deben exigirse garantías más sólidas.*
 - Deben analizarse garantías como la pignoración de ingresos o garantías sobre activos de distribución para el incumplido.”*

RESPUESTA

Para las garantías que cubren las obligaciones en el MOR en el corto plazo se mantienen los mismos principios de en las garantías para el mercado de corto plazo. Por lo que clases de garantías que pueden ser parte de procesos concursales como la pignoración de ingresos o los activos de distribución, o que no garantizan un pago inmediato como las pólizas de seguros no serán aceptadas.

3.6.2 VIABILIDAD JURÍDICA

EMCALI

- *“Aún cabe revisar si el esquema de garantías inicialmente seleccionado está totalmente dentro del marco legal y si la CREG tiene la facultad de socializar las*

05

pérdidas en caso de que un comercializador incumpla y el costo de la energía no pagada se traslade ponderadamente a la demanda (clientes finales)."

RESPUESTA

En la propuesta no se contempla la socialización de las pérdidas entendida como un mayor costo a pagar por los usuarios a causa de la energía no pagada por un comercializador incumplido. Lo que se propone es la redistribución de las compras en el MOR de cada agente comercializador con demanda regulada ante el incumplimiento de uno de estos. Es decir que los usuarios compren más energía en el MOR y menos en la bolsa cuando un comercializador incumple en el MOR. En la medida que esto es una norma de funcionamiento del mercado que se está creando consideramos que es de la competencia de la Comisión decidir tal regla de asignación.

3.6.3 REMUNERACIÓN GARANTÍAS

ANDESCO, ISAGEN, ESSA

- *"En caso de que se confirme la bondad de la alternativa "Traslado de contratos incumplidos", se sugiere tener en cuenta los siguientes aspectos:*

-Permitir la recuperación de los costos de garantías asociadas al MOR, en la remuneración de la actividad de comercialización."

- *"En relación con el traslado del costo de las garantías al usuario final a través de la fórmula tarifaria y de acuerdo con el contenido de la Resolución CREG 119 de 2007, sugerimos respetuosamente a la CREG que se determinen mecanismos para promover e incentivar la eficiencia en la contratación de las garantías, por ejemplo mediante el uso de un promedio ponderado del costo propio y del costo del mercado como fórmula de traslado al usuario final del costo de las garantías.*

(...)

Comercialización

También en relación con la fórmula tarifaria, consideramos que no debe permitirse a los comercializadores trasladar al usuario final el costo en que pudieran incurrir ante la ejecución de alguna garantía, dado que esto pudiera convertirse en un desincentivo al cumplimiento de las obligaciones en el MOR."

- *"En cuanto al esquema de garantías planteado en el documento, es claro que el monto de las mismas estará en función de la calificación del riesgo del comprador, lo que no es claro, es el traslado de estos costos a la demanda. Consideramos que no es viable la utilización de un único valor de reconocimiento vía tarifa para este costo, lo que hará que las empresas calificadas con mayor riesgo, no recuperen sus costos y por tanto tengan menor opción de rentabilidad, proponemos la inclusión de una variable que asegure un pass through."*

RESPUESTA

El costo de las garantías está incluido como parte de los costos de comercialización.

OS

3.6.4 ARMONIZAR GARANTÍAS DE MOR Y BOLSA

ANDESCO, CODENSA, ISAGEN, EMGESA, ENERTOLIMA, CHEC, ACCE

- *“Teniendo en cuenta que en el Mercado Mayorista se transa la energía con destino al mercado regulado a través del MOR y en bolsa, se sugiere armonizar el esquema de garantías para estos dos (2) mercados, de tal forma que se optimice su funcionamiento teniendo en cuenta que las transacciones MOR generan precisamente una operación en bolsa.”*
- *“Es necesario que se estructure un único esquema de garantías aplicable a la totalidad del mercado (corto y largo plazo) que admita las calificaciones de deuda para definir la cobertura que debe otorgar cada comercializador, especialmente considerando que la exposición a bolsa no será una decisión del agente desde el momento que inicie el MOR. Bajo esta consideración, la liquidación por balance resultaría menos gravosa en términos del monto a garantizar.”*
- *“Neteo de las Garantías Sobre Transacciones Liquidadas por el ASIC*
ISAGEN considera que el hecho que la liquidación del MOR se realice de manera centralizada por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), permitiría realizar un neteo entre la exposición de las obligaciones de la Bolsa y de las obligaciones del MOR. Esta alternativa reduciría los costos de las garantías para aquellos agentes que vendan energía en la bolsa y tengan obligaciones asociadas a las transacciones en el MOR. El siguiente ejemplo ilustra una situación en la cual un agente generador vende su energía en la bolsa y a su vez vende contratos en el MOR con destino a atender demanda regulada.

(...)

Por otro lado, creemos que en caso de permitirse la flexibilización podría presentarse inconvenientes en la compatibilización entre las garantías de bolsa y las garantías del MOR, dado que las primeras se calcularían con base en el 100% de la exposición y las segundas con base en porcentajes inferiores.

(...)

Vigencia de las Garantías

Sugerimos respetuosamente a la Comisión precisar que la vigencia de las garantías no sería de 2 meses sino por el mismo tiempo que están definidas las garantías en la Bolsa de Energía, de acuerdo con la Resolución CREG 019 de 2006, es decir, 2 meses y una fracción del tercer mes.”

- *“Homogeneizar las garantías de la Bolsa de Energía y el MOR”*
- *“Es de aclarar que la resolución CREG 019 de 2006 fue modificada por la resolución CREG 026 de 2006, aquí el otorgamiento de garantías por parte de los agentes se realiza para cubrir las obligaciones financieras de un (1) mes, no obstante teniendo en cuenta que la garantía se debe constituir antes del despacho siempre se tendrán garantías con cobertura equivalente a dos (2) meses, entendemos que en este sentido esta la propuesta del MOR.”*
- *“Conservar el esquema de garantías de la bolsa, puesto que los riesgos son diferentes a los del MOR.”*

05

- *“GARANTÍAS: Si bien durante el Taller de Simulación sólo se realizó un ejercicio básico de liquidación por diferencias, tal y como lo plantea el documento, sí surge en nuestro análisis la gran inquietud de:*

¿Cómo definirá la Comisión el mecanismo de “NETEO” de las garantías, de tal forma que garantice a los agentes que no se “duplicarían” pagas en un momento determinado?”

RESPUESTA

El esquema de garantías planteado unifica las garantías para cubrir el riesgo de entrega (calculados por el valor total de la energía) en el mercado de corto plazo y por las transacciones en el MOR. Dado que para cada agente se calcula un valor único de exposición, el cual es el neto entre sus operaciones de compra y venta en el mercado de corto plazo y el MOR.

Sin embargo, hay algunos riesgos de precio (calculados por las diferencias entre el precio MOR y el precio de bolsa) de mediano plazo en el MOR que deben ser cubiertos con garantías adicionales, como es el caso de los vendedores sin el respaldo de un activo de generación, los generadores que venden una cantidad superior a la que están en capacidad de generar o los agentes compradores voluntarios en el MOR.

3.6.5 MAGNITUD DE LA GARANTÍA

ENERGÍA CONFIABLE S.A . E.S.P.

- *“Cuando se compre los contratos en el MOR, el agente deberá garantizar hasta el precio pactado, en proporción a la demanda que haya contratado, el resto de las garantías seguirá tal y como está actualmente.”*

RESPUESTA

Las garantías están dimensionadas conforme el tamaño de la posible transacción.

3.6.6 LÍMITE DE VENTA PARA LOS GENERADORES

ENERGIA CONFIABLE

- *“Para poder dar mejores precios eficientes lo que tenemos que buscar que haya liquidez en los contratos, así tanto los generadores como los comercializadores se verán interesado muy interesados en particular, aunque los generadores tienen los activos ENFICC sobre esto deben ofertar, si quieren ofertar más deberán colocar las respectivas garantías, al igual que los comercializadores que no tienen ni el ENFICC ni las plantas de generación deberán presentar las garantías, con lo cual se garantiza el cumplimiento de ambas partes sin discriminación alguna.”*

RESPUESTA

En el reglamento de garantías se establece un límite de ventas a los generadores por encima del cual tendrán que colocar garantías.

05

3.6.7 DEFINICIÓN DE DERECHOS Y OBLIGACIONES

XM

- *“Teniendo en cuenta que existe un periodo de tiempo entre la subasta de asignación de obligaciones en el MOR y el momento de solicitar garantías, y que en este intervalo pueden ocurrir eventos a las agentes, tales como procesos concursales, es necesaria la definición oportuna, inequívoca y detallada de los derechos y obligaciones de los agentes.*
- *En el mismo sentido, consideramos necesario incluir explícitamente en la regulación que XM no debe asumir el riesgo de crédito del MOR.”*

RESPUESTA

Las definiciones de los derechos y obligaciones de los agentes y del ASIC con relación al MOR se encuentran definidos en la resolución.

3.6.8 CICLO DE FACTURACIÓN

XM, ACCE

- *“Con el fin de reducir el valor de los flujos de dinero y consecuentemente, las garantías requeridas, sugerimos considerar la alternativa de reducir los ciclos de facturación de las transacciones en la bolsa de energía, incluyendo los cambios regulatorios que esto implica. Para ello, X; estará disponible para analizar los impactos en los procesos del ASIC, así como los tiempos de implementación.”*
- *“Al respecto, es importante revisar el actual esquema de garantías, así como los altos capitales de trabajo que se están quedando atrapados por más de dos periodos en XM, y el impacto financiero de ello en las finanzas de las empresas y en sus valoraciones, así como en el mercado general.”*

RESPUESTA

Un período de facturación como el semanal efectivamente puede reducir la magnitud de garantías pero presenta dificultad en la aplicación por el efecto sobre el capital de trabajo y la logística de facturación al usuario final.

3.6.9 FLEXIBILIZACIÓN

XM, CHIVOR, ISAGEN, ESSA, ACOLGEN, EPM, ASOCODIS, CAC, EMGESA

- *“Llamamos la atención sobre la existencia de un riesgo de crédito implícito, como consecuencia de la flexibilización de garantías al adoptar un sistema de calificación de riesgo de los agentes, dado que esta flexibilización podría materializarse en una pérdida importante ante incumplimiento en el pago.*

Adicionalmente, es de resaltar que el proceso de calificación no es permanente, se realiza por periodos mínimos de tres meses, tiempo durante el mercado mayorista no contaría con las señales oportunas para conocer el estado financiero de las empresas.”

05

- *“Consideramos de alto riesgo para el mercado la propuesta de flexibilización de garantías, en la medida en que la labor de calificación del riesgo de crédito de cada uno de los comercializadores que participan en el MOR debe ser adelantada por la entidad financiera que otorga la garantía, en ese orden de ideas se solicita la eliminación de dicha flexibilización. Esto permitiría que los riesgos de variables relacionadas con el mercado (combustibles, precios spot, macroeconómicos, etc.) sean gestionados, valorados y asumidos por el mismo mercado y todos aquellos riesgos que no sean propios del mercado sean asumidos por terceros con el conocimiento y la capacidad suficientes.”*

- *“Flexibilización*

ISAGEN considera que no es adecuado flexibilizar los valores de cobertura relacionados con las transacciones en el MOR, dado que quedaría expuesto un porcentaje de los ingresos de los generadores, lo cual pudiera traducirse en un incentivo negativo para la concurrencia en las subastas.

Entendemos que la propuesta de flexibilización está orientada hacia la reducción del costo de las garantías de los agentes, sin embargo, consideramos que la diferenciación en el costo de las garantías de acuerdo con el tipo de agente, debe ser una labor de las entidades del sistema financiero y la disminución de los costos debe darse exclusivamente a través de la comisión que cobre cada una de ellas a los compradores y vendedores en el MOR por la suscripción de las garantías.”

- *“Adicionalmente la calificación del riesgo para empresas integradas verticalmente debería estar dada para el total de esta y no como se propone de manera individual para el agente comercializador.”*

- *“Finalmente, ACOLGEN considera de alto riesgo para el mercado la propuesta de flexibilización de garantías, en la medida en que la labor de calificación del riesgo de crédito de cada uno de los comercializadores que participan en el mor debe ser adelantada por la entidad financiera que otorga la garantía, en ese orden de ideas se solicita la eliminación de dicha flexibilización.*

Esto permitiría que los riesgos de variables relacionadas con el mercado (combustibles, precios spot, situación macroeconómica, etc.) Sean gestionados, valorados y asumidos por el mismo mercado y todos aquellos riesgos que no sean propios del mercado sean asumidos por terceros con el conocimiento y la capacidad suficientes.”

- *“El esquema no permite una cobertura adecuada del riesgo de contraparte y tiene vacíos en relación con relación al tema del incumplimiento de un contrato por parte de un agente comprador.” Fundamentan la afirmación en las siguientes razones:*

-El esquema de flexibilización es muy laxo no sólo por la definición de categorías, sino por los porcentajes a aplicar.

(...)

Propone:

-Aumentar los porcentajes y solo flexibilizar para los calificados A, AA y AAA. Los BBB deben garantizar el 100% de las compras.

(...)

-Las calificaciones deben revisarse periódicamente.”

0.5

- *“Consideran adecuado el esquema de garantías rotativas renovadas. Igualmente es adecuado el esquema de flexibilización.”*
- *“Se propone que se mantenga el esquema de cálculo de garantías como se tiene en la actualidad, y con la flexibilización planteada por el Comité, en el sentido de permitir garantías menos líquidas para el porcentaje de flexibilización sugerido según la calificación de riesgo financiero del agente. Las garantías se calcularían tanto para compradores como para vendedores, y se tendría el mismo esquema de garantías para Bolsa y transacciones MOR.”*
- *“Se propone un esquema de flexibilización y homogeneización en la metodología de cálculo de garantías entre la bolsa y el MOR, dado el alto volumen de transacciones que involucrarán. Es importante lograr un balance entre el costo que implica a las empresas y a los usuarios cubrir toda la demanda con garantías y el nivel de exposición que tendrían los generadores a las pérdidas ante un eventual incumplimiento de obligaciones de pago por parte de algún agente. Esta exposición debe concordar con el nivel de riesgo de cada empresa participante en el mercado.”*

RESPUESTA

La propuesta de flexibilización de las garantías conforme la calificación crediticia de las empresas es una forma de reducir significativamente los costos de las transacciones en el mercado sin elevar el riesgo de crédito, dado que la reducción de los montos garantizados se realiza solamente a aquellos agentes que presentan muy baja probabilidad de incumplimiento.

Adicionalmente, aunque el periodo de calificación es de 6 meses, cualquier evento importante en la empresa debe ser reportado y puede ameritar actualización de calificación.

3.6.10 RESPALDO ACTIVO GENERACIÓN

XM

- *“Entendernos, derivado del taller presentado por la CREG, que los generadores son los únicos vendedores en el MOR y, dado que no está previsto que estos suscriban garantías respaldando la entrega de la energía, el MOR presentaría un riesgo de crédito asociado al incumplimiento de pago de los vendedores.”*

RESPUESTA

Los activos de generación respaldan las obligaciones de venta en el MOR, dado que dan cobertura al agente del riesgo de tener que comprar en el mercado de corto plazo la energía a un precio superior al de sus costos de generación.

Por lo tanto, se considera que los agentes generadores que vendan en el MOR una cantidad de energía inferior a su capacidad de generación y a un precio inferior al de sus costos de generación, no necesitan garantías adicionales para respaldar la obligación.

Ambas condiciones (capacidad y costo de generación) van a ser tenidas en cuenta en el reglamento de garantías del MOR.

05

3.6.11 CALIFICACIÓN A LOS BANCOS QUE OTORGAN GARANTÍAS

XM, ISAGEN

- *“Consideramos que en la regulación se debe exigir que la calificación de los Bancos que emitan las garantías sea al menos AA o su equivalente, debido a la experiencia con las vigentes actualmente en el Mercado y el riesgo que se ha hecho evidente con la actual crisis financiera.”*
- *“Calificación Financiera de las entidades garantes.*

ISAGEN considera que las entidades financieras que actúen como garantes de las obligaciones del MOR deberían contar con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión, por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia. A su vez, el Reglamento de Garantías debería entregar potestades al ASIC para que exija reposición de garantías cuando disminuya la calificación financiera de los garantes.”

RESPUESTA

En el reglamento de garantías se incluirá una calificación mínima para las entidades garantes.

3.6.12 NETEÓ DEL MONTO DE GARANTÍAS ENTRE INTEGRADOS

ELECTRICARIBE, EPSA

- *“Consideramos en este sentido que debe revisarse la propuesta para efectos de:
(...)
El monto a garantizar debería excluir las transacciones que se realicen entre agentes pertenecientes a una misma empresa integrada verticalmente y sería conveniente estudiar la viabilidad en el marco jurídico actual La posibilidad de que empresas del mismo grupo. En caso de que esta posibilidad encaje en el esquema regulatorio el monto a garantizar se vería reducido considerablemente.”*
- *“Se propone cálculo de garantías por empresa y no por agente para optimizar los montos a garantizar.”*

RESPUESTA

Se evaluará la alternativa de hacer un neto de las garantías para agentes pertenecientes a la misma empresa o al mismo grupo empresarial, bajo los siguientes principios:

- Seguridad jurídica sobre la utilización de los ingresos de unos agentes para cubrir obligaciones de otros.
- No afectación en la distribución de los riesgos de crédito entre los agentes pertenecientes al grupo y los demás agentes del mercado.

05

3.6.13 CAMARA DE RIESGO CENTRAL DE CONTRAPARTE

ISAGEN

- *“Cámara de Riesgo Central de Contraparte*

ISAGEN reconoce en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) un instrumento importante para garantizar el cumplimiento de las obligaciones en el MOR, a pesar de que entendemos que existen algunas dificultades y que es necesario allanar el camino regulatorio y legal para poder utilizarla en fases posteriores de desarrollo del Mercado.

ISAGEN sugiere a la Comisión que la resolución definitiva sobre el MOR frente a las garantías no imponga restricciones a la utilización de la Cámara como instrumento para garantizar las obligaciones futuras de este mercado.”

RESPUESTA

Garantizar las operaciones del MOR en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte y en general en una Cámara de Compensación, tiene unos requerimientos de capital de importantes tanto para compradores como vendedores, debido a la necesidad de pagar márgenes sobre las operaciones efectuadas. Por tal motivo no se consideró su utilización para respaldar las obligaciones en el MOR.

Un estudio realizado para XM muestra que el tamaño del mercado no es suficiente para establecer ese esquema de forma económica para el MOR. Se han planteado esquemas asociativos que deben surgir de los mismos participantes.

EMGESA

- *“Propuesta: iii) Revisar la posibilidad de contar con un esquema de garantías similar al requerido para la participación en la bolsa de valores (cámara de compensación), que tenga en cuenta la calificación sugerida por el Documento CREG 077 de 2008.”*

RESPUESTA

Se consideran los llamados a margen para restablecer el valor de la garantía, la cual se propone para factores de riesgo como calificación y tasa de cambio.

Con relación a Cámara de riesgo central de contraparte se remite a la pregunta anterior.

3.6.14 BANCOS INTERNACIONALES

EMGESA

- *“ii) Permitir que el MOR pueda ser respaldado con garantías de bancos extranjeros lo que minimiza el impacto en los cupos bancarios nacionales.”*

RESPUESTA

Se acepta la sugerencia.

05

3.6.15 MONTOS NO CUBIERTOS POR LA FLEXIBILIZACIÓN

EPM

- *“No hay claridad sobre quién debe asumir los costos no cubiertos por las garantías.*

(...)

Propone:

Lo no cubierto en garantías de bolsa debe cubrirse con otros documentos (títulos valores, pólizas). Si no se implementan estas garantías, debe definirse quién va a asumir los montos no cubiertos por las garantías en caso de incumplimiento. Estos costos no se pueden trasladar al usuario porque implicarían re-liquidaciones y afectación de la tarifa final.”

RESPUESTA

Conforme a la reglamentación todos los agentes vendedores serian contraparte de los agentes compradores en proporción a sus operaciones, como se hace actualmente en la bolsa.

3.7 MERCADO SECUNDARIO

En la resolución para consulta se presenta el esquema de mercado secundario para la demanda regulada y no regulada así como el programa de transición previsto.

CAC, ASOCODIS, ESSA, EMGESA, EMCALI, ENERGÍA CONFIABLE, ACOLGEN, EPSA

- *“La propuesta es que las alternativas de mercados autoregulados por parte de XM, BVC y BNA sean opciones para cubrir los riesgos resultantes de compradores y vendedores del mor. La señal al usuario final sería la del MOR, como referencia de precio máximo para traslado, y los resultados del secundario no se reflejarían en el G.”*
- *“Mercado secundario: La operación de mercado Secundario deberá sustentar en buena medida el funcionamiento del MOR. Consideramos necesario que se evalúen, con antelación al establecimiento del MOR, las reglas básicas de funcionamiento de este mercado para la cobertura de riesgos entre generadores y sus impactos tanto sobre el MOR como sobre el despacho horario y la bolsa de energía. Es necesario tener en cuenta la estructura de la oferta, y los mecanismo de seguimiento de este mercado.”*
- *“Consideramos necesario definir simultáneamente al esquema la operación del Mercado Secundario y su impacto en el funcionamiento directo del MOR y de la Bolsa.”*
- *“Mercado secundario. De manera general, entendemos que el mercado secundario permite ajustar las obligaciones debrivadas de las subastas; con lo cual consideramos de gran importancia que se expida de manera conjunta con la propuesta MOR. Algunos lineamiento que sugerimos tener en cuenta para el adecuado funcionamiento del mercado secundario, son:*

05

- a. Debido a los riesgos identificados anteriormente para la oferta, sugerimos que este mercado sea definido por los agentes, de acuerdo con sus políticas de contratación y a las condiciones de oferta en las cuales se trancen.
 - b. La facilidad transacciones, en cuanto a oportunidad de las negociaciones, tamaño de los compromisos y temporalidad.
 - c. Como lo mencionamos anteriormente, sugerimos que este mercado pueda entrar en funcionamiento a partir del periodo de transición.
 - d. El mercado secundario debe permitir el funcionamiento de contratos de corto y largo plazo, de tal manera que le oferente pueda ajustar sus cantidades de acuerdo a sus compromisos.
 - e. Debe permitir la identificación y/o participación anticipada del potencial de energía en el mercado secundario.
 - f. Debe tener en cuenta las condiciones tecnológicas por tipo de generación, en la que los agentes térmicos deben considerar efectos del empuntamiento y para los agentes hidráulicos la temporalidad invierno-verano.”
- “Mercado secundario. Paralelamente al desarrollo de los mecanismos de producto, subasta, demanda, garantías, transacción y liquidación, debe implementarse simultáneamente los mecanismos de mercado secundario y transición, pues de lo contrario el MOR quedaría incompleto.”
 - “Consideramos que una vez estipulado un producto estandarizado, el mercado secundario se debe desarrollar con la bolsa de valores de Colombia y/o la BNA, los cuales ya tienen establecido los mecanismo para que un mercado secundario funciona sin ningún problema.”
 - “ Mercado secundario
Tal y como lo identifica la CREG, el mercado secundario es un elemento fundamental de la propuesta, en la medida en que viabiliza la participación de algunos agentes generadores para los que, por sus características tecnológicas, no les sea posible hacer seguimiento de la curva de carga y para los generadores que vean en este mecanismo un medio para cubrir posibles faltantes en la gestión de su contrato, permitiéndoles el mercado secundario gestionar adecuadamente este riesgo.
En materia del mercado secundario y dadas las consideraciones anteriores, ACOLGEN considera que éste debe ser desarrollado por el mercado mismo y en este orden de ideas es de gran importancia que no se establezcan limitaciones dentro del marco regulatorio del mor que puedan afectar el adecuado desarrollo del mismo.”
 - “Mercado secundario. Se propone que este mercado sea libre y que el mismo se encargue de desarrollar los productos necesarios para lograr el cubrimiento entre los vendedores.”

RESPUESTA

El proyecto de resolución contiene disposiciones específicas sobre el mercado secundario que permitirá a los agentes vendedores cerrar sus posiciones frente al mercado con respecto a las obligaciones adquiridas en el MOR. Se destaca, además,

05

que podrán cubrir sus posiciones como lo hacen hoy en día, mediante la suscripción de contratos bilaterales entre vendedores.

3.8 TRANSICIÓN

3.8.1 DESPACHO DE LOS CONTRATOS VIGENTES

ACCE, FACELCO, ISAGEN

- *La regulación vigente establece que los contratos Pague lo Contratado son de obligatorio cumplimiento y se despachan independientemente de la demanda del comprador y los contratos Pague lo Demandado se despachan después y hasta cubrir el 100% de la demanda del comprador.*
- *“De acuerdo con lo anterior, ¿Entrarían entonces los contratos MOR a desplazar los contratos Pague lo Demandado de los agentes, aún cuando son compromisos existentes, contratados en cumplimiento de la regulación?”*
- *“Nuestra inquietud es, Cómo considerará la CREG durante el período de transición (el cual dicho sea de paso, dependerá de la duración de los contratos existentes) las diferencias en los niveles de contratación de cada agente individualmente?”*
- *La regulación vigente dispone que los contratos pague lo contratado lo demandado se despachan después de los pague lo contratado. En este contexto los contratos del MOR van a desplazar a los contratos pague lo demandado existentes?*
- *“... propone que cada vez que se calcule la demanda objetivo se descuenten todos los contratos bilaterales, firmados con anticipación por los comercializadores que atienden demanda regulada.*

Lo anterior como un incentivo a que éstos comercializadores participen en este mecanismo, ya que si los contratos MOR pague lo contratado desplazan a los contratos bilaterales pague lo demandado, los agentes que estuvieran altamente contratados podrían perder los beneficios que se pudieran obtener al comprar energía en el MOR (precios más eficientes)”.

RESPUESTA

La implementación del MOR no conlleva el desconocimiento de las condiciones de los contratos que se suscribieron con sujeción a las normas que están vigentes. El proyecto de resolución que se presenta contiene disposiciones sobre el despacho de los mencionados contratos, que respetan la obligaciones y derechos establecidos en los contratos bilaterales hasta tanto culmine su duración, incluyendo las condiciones de despacho bajo las cuales fueron suscritos.

3.8.2 DEFINICIÓN DE LA TRANSICIÓN

ISAGEN, CODENSA, ASOCODIS, ESSA, EMGESA

- *“Se hace necesario definir un período de transición en el cual como primera medida se fije una fecha límite para que los comercializadores no abran más convocatorias públicas con miras a adquirir la energía necesaria para atender su demanda regulada durante los próximos años.” (Formula propuesta sobre modificación de la regulación vigente)*

05

- *“Se propone un esquema de transición con varias alternativas para garantizar que en las primeras subastas se atienda toda la demanda objetivo. (aumentar el periodo de compromiso, subastas de reconfiguración, que los comercializadores participen en el mercado secundario del MOR si tiene exposición a bolsa.)”*
- *“Establecer hasta cuándo se pueden contratar los comercializadores mediante contratos bilaterales”*
- *“El esquema de transición es complejo y debe ser definido detalladamente en la propuesta, dado los distintos niveles de contratación de las empresas para los próximos años.”*
- *“El esquema de transición es en el principio complejo y debe ser definido detalladamente en la propuesta, dados los distintos niveles de contratación de las empresas para los próximos años.”*
- *“Transición. Debido a que a la fecha muchos comercializadores del Mercado Regulado ya tienen contratos bilaterales para el año 2010 e incluso el 2012; sugerimos que la propuesta MOR definitiva, considere i) los niveles actuales de contratación por agentes ii) se armonice lo establecido en la Resolución 119 de 2008 (sic) y iii) el funcionamiento del mercado secundario para el periodo de transición.”*

RESPUESTA

El proyecto de resolución prevé las normas que se consideran necesarias para la etapa de transición. Como ya se indicó no se prevén modificaciones en las reglas de despacho de los contratos bilaterales vigentes.

3.9 OTROS TEMAS

ASOCODIS, EMGESA

- *“Si bien en términos generales la propuesta de un mercado organizado por la demanda regulados como el MOR podría ser una buena aproximación al cumplimiento de este objetivo, el cambio de un mercado con una mayor componente administrada requiere una revisión cuidadosa de las propuestas de diseño y preferiblemente, una validación mediante simulación de los resultados.”*
- *Proponen que previo a la publicación de un proyecto de resolución se haga un taller para hacer la simulaciones sobre todos los aspectos relevantes.*
- *“Es importante que en montaje de nuevos esquemas de transacción en el MEM, se cuente con talleres que permitan la capacitación, para lograr identificar de manera previa: requerimientos, defaults o interpretaciones por parte de los agentes y los administradores de la subasta y el mercado.”*

RESPUESTA

La Comisión considera necesario hacer procesos de entrenamiento en aquellos casos en los cuales se presenten cambios y oportunamente se hará la capacitación que se considere necesaria.

05

ACCE

- *De acuerdo con lo analizado por la misma CREG en su Documento 065, sobre la experiencia internacional, en la que en países como Chile, Argentina, Ecuador y Perú, donde el precio de generación es definido por el regulador, y en los que no existe competencia a nivel minorista, la conclusión es "que se han presentado diferencias significativas entre los costos de generación y el precio trasladado al usuario, las cuales se han constituido en el principal problema para la sostenibilidad de este tipo de esquema, dado que históricamente han llegado a ser muy altas y en la mayoría de los casos, no se han implementado mecanismos de ajustes para cerrar esta brecha financiera o fiscal". Por el contrario, concluye el documento, que "para los países que han trasladado los costos de generación con base en precios de mercado, poseen un mercado de contratos competitivo por lo que los precios resultantes son trasladados al usuario final".*

RESPUESTA

Precisamente para establecer los precios eficientes para trasladar al usuario final se diseña el MOR y se plantea una alternativa para los usuarios no regulados.

4 REGLAMENTACIÓN DE LAS GARANTÍAS PARA EL MOR

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se pone en conocimiento de los agentes las normas referentes a las garantías para el cumplimiento de las obligaciones de compra y venta en el Mercado Organizado MOR

4.2 ANTECEDENTES

Las garantías para la Bolsa y para el Cargo por Confiabilidad se definieron con base en los principios que a continuación se presentan, estos principios se mantienen para el MOR:

- Deben cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores o de otros participantes.
- 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.
- Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.
- Deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.

05

4.3 TIPO DE GARANTÍAS

4.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Las Garantías definidas en el presente Documento deberán ajustarse a los siguientes criterios:

- Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia, se deberá acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión, por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior, ésta deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de Standard & Poor's Corporation o de Moody's Investor's Services Inc., de al menos grado de inversión.
- La entidad financiera otorgante deberá pagar al primer requerimiento del beneficiario.
- La entidad financiera otorgante deberá pagar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.
- El valor pagado por la entidad financiera otorgante deberá ser igual al valor total de la cobertura conforme con lo indicado en el presente Reglamento. Por tanto, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte de la entidad financiera otorgante y/o de las autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.
- Que la entidad financiera otorgante de la garantía renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.
- Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en moneda nacional o en dólares de los Estados Unidos de América y ser exigible de acuerdo con la Ley Colombiana.
- Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida deberá estar calculado en dólares de los Estados Unidos de América, y ser exigible de acuerdo con las Normas RRUU 600 de la Cámara de Comercio Internacional -CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for

05

Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen, adicionan o sustituyan y con las Normas del Estado Nueva York de los Estados Unidos de América. Cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el Beneficiario y el Otorgante, será resuelta definitivamente bajo las reglas de Conciliación y Arbitraje de la CCI, por uno o más árbitros designados, de acuerdo con las mencionadas reglas. En todo caso, uno de los árbitros será de nacionalidad Colombiana.

- Para efectos de demostrar el cumplimiento de los criterios 1 y 2, los Agentes Comercializadores y Generadores deberán acreditar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, al momento de presentación, ajuste o reposición de las garantías, que la entidad financiera otorgante satisface los requerimientos indicados en estos criterios. Para las garantías con vigencia superior a un (1) año, la calificación de riesgo deberá ser actualizada anualmente, a partir de su presentación, por los Agentes del Mercado de Energía Mayorista y las Personas Jurídicas Interesadas que estén obligados a presentar las respectivas garantías.
- El Agente Comercializador ó Generador deberá informar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- cualquier modificación en la calificación de que tratan los numerales 1 y 2, así como también toda circunstancia que afecte o pueda llegar a afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma. Dicha información deberá ser comunicada a más tardar quince (15) días hábiles después de ocurrido el hecho.
- Para la aceptación de una garantía otorgada por una entidad financiera del exterior, el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada, deberá adjuntar los formularios debidamente diligenciados y registrados ante el Banco de la República y que, de acuerdo con las Normas del mismo, sean necesarios para el cobro de la garantía por parte del ASIC.

4.3.2 GARANTÍAS ADMISIBLES

Los Agentes Comercializadores y Generadores, deberán garantizar el cumplimiento de las obligaciones señaladas mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

4.3.3 INSTRUMENTOS ADMISIBLES PARA GARANTÍAS NACIONALES

- **Garantía Bancaria:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento. La Garantía será pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito en el cual XM S.A. E.S.P., en calidad de ASIC, informe que el Agente o Persona Jurídica Interesada no ha dado cumplimiento a las obligaciones objeto de la garantía. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

- **Aval Bancario:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, interviene como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.
- **Carta de Crédito Stand By:** Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By. La forma y perfeccionamiento de ésta se regirán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

4.3.4 INSTRUMENTOS ADMISIBLES PARA GARANTÍAS INTERNACIONALES

- **Carta de Crédito Stand By:** Crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By.

No obstante lo anterior, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- podrá presentar a consideración de la CREG nuevas modalidades de Garantías o Mecanismos Alternativos que surjan en el mercado y que cumplan con lo establecido en el Artículo 3 del presente documento.

4.4 GARANTÍA PARA AMPARAR LA PARTICIPACIÓN EN LA SUBASTA DEL MERCADO ORGANIZADO MOR

4.4.1 OBLIGACIÓN A GARANTIZAR Y CUMPLIMIENTO DE LA MISMA

Todos los agentes comercializadores y aquellos agentes generadores con ofertas de venta de energía superiores al límite de compromisos de generación que deseen participar en las Subastas del Mercado Organizado MOR, con el objeto de vender o comprar energía, deberán garantizar, la entrega de las garantías exigidas acorde con lo establecido en los Capítulos 4 al 6 del presente documento, en las fechas y condiciones indicadas en la regulación vigente, en caso de resultar con asignación de Obligaciones de Venta o Compra del MOR

Esta obligación se entenderá cumplida cuando:

- El Agente Comercializador Vendedor y aquel Agente Generador con ofertas de venta de energía superiores al Límite de Compromisos de Generación que tienen como destino atender demanda regulada o no regulada, presenten las garantías exigidas en el Capítulo 4 del presente documento, en las fechas y condiciones

05

requeridas en la regulación, por las Obligaciones de Venta del MOR asignadas en la subasta respectiva, o

- El Agente Comercializador Comprador con solicitud de compra de energía con destino a la demanda no regulada presente las garantías exigidas en el Capítulo 5 del presente documento, en las fechas y condiciones requeridas en la regulación, por las Obligaciones de Compra del MOR asignadas, o

Una vez realizada la subasta los Agente Comercializadores o Generadores no resulte con asignación de Obligaciones de Ventas ni Obligaciones de Compra del MOR que requieran la presentación de las garantías exigidas en los Capítulos 4 al 5 del presente documento.

4.4.2 VALOR DE LA COBERTURA

El valor de la cobertura de la garantía para participar en la subasta para la asignación de las Obligaciones de Venta del MOR, será determinado con base en la siguiente fórmula:

$$VDC = 10\% \times DC_{a,t-1} \times \overline{PB}_{t-1} \times \frac{IPC_t}{IPC_{t-1}} \times FCR$$

Donde,

VDC ,	Valor de la Cobertura, expresado en pesos (COP)
DC_a	Cantidad de Energía a Ofertar en la Subasta
\overline{PB}_{t-1} ,	Precio Promedio del Precio de Bolsa de Energía calculado un año antes a partir de la fecha convocatoria de la Subasta
IPC_t ,	Índice de Precios al Consumidor
FCR ,	Factor de Corrección por Calificación de Riesgo ⁸

4.4.3 PLAZO PARA PRESENTACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía deberá ser presentada a XM S.A. E.S.P. por parte de los Agentes Comercializadores o Generadores, en la fecha que la CREG establezca en la Resolución de convocatoria.

4.4.4 VIGENCIA DE LA GARANTÍA

La garantía deberá estar vigente ininterrumpidamente desde la fecha de presentación establecida en la sección anterior hasta un (1) mes después de la fecha que establezca la CREG para la presentación de las garantías de que tratan los capítulos 4 al 6 del presente Documento.

4.4.5 EVENTOS DE INCUMPLIMIENTO

Se considerarán como eventos de incumplimiento los siguientes:

⁸ Ver Capítulo 7

- Que el Agente Comercializador o Generador que habiendo resultado con asignación de Obligaciones Venta para usuarios regulados y/o no regulados de Energía en el MOR y que requieran la presentación de las garantías exigidas en los Capítulo 4 del presente documento, no presente las garantías exigidas en este Capítulo, en las fechas y condiciones establecidas en la regulación vigente.
- Que el Agente Comercializador que habiendo resultado con asignación de Obligaciones de Compra de Energía para demanda no regulada en el MOR y que requieran la presentación de las garantías exigidas en los Capítulo 5 del presente documento, no presente las garantías exigidas en este Capítulo, en las fechas y condiciones establecidas en la regulación vigente.
- Que el Agente Comercializador no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías de que trata este capítulo, conforme a lo establecido en el documento.

4.4.6 TERMINACIÓN

Para el Agente Comercializador que incurra en cualquier evento de incumplimiento establecido en la sección anterior, se harán efectivas las garantías de que trata este capítulo y además, tales incumplimientos implicarán la pérdida de la asignación de la Obligación de Venta del MOR.

4.5 GARANTIA PARA AMPARAR EL CUMPLIMIENTO DE VENDEDOR

4.5.1 OBLIGACIÓN A GARANTIZAR Y CUMPLIMIENTO DE LA MISMA

Todos los comercializadores con obligaciones de venta y aquellos generadores con obligaciones de venta de energía superior al Límite de Compromisos de Generación, deberán garantizar el valor total de las Obligaciones de Venta de Energía en el MOR.

4.5.2 VALOR DE LA COBERTURA

DEMANDA REGULADA

El valor de la cobertura de la garantía para amparar el cumplimiento de venta será determinado con base en la siguiente fórmula:

$$VDC = (PESC_{m-1} - PMOR_s) \times \left(\sum_{h=1}^{NHPC} \sum_{i=1}^{NO_{a,h}} NU_{i,h} \times UHE_h \right) \times FCR \times FA$$

Donde,

VDC , Valor de Cobertura
 $PESC$, Precio de Escasez en el mes m
 $PMOR$, Precio MOR en el mes m

OS

- $NO_{a,h}$ Número de Obligaciones de Venta del Agente a con Unidades Horarias de Energía en la hora h
- $NU_{i,h}$ Número de Unidades Horarias de Energía de la Obligación de Venta i en la hora h
- UHE_h Valor de la Unidad Horaria de Energía para la hora h (kWh)
- FCR Factor de Ajuste por Calificación de Riesgo Crediticio de Corto Plazo
- FA Factor de Ajuste
- $NHPC$ Número de horas en el período de compromiso

El factor de ajuste se calcula como la probabilidad de que el precio de bolsa se encuentre entre PESC y PMOR. El valor del Factor de Ajuste es 5/12

DEMANDA NO REGULADA

El valor de la cobertura de la garantía para amparar el cumplimiento de venta será determinado con base en la siguiente fórmula:

$$VDC = (PESC_{m-1} - PMOR_s) \times \left(\sum_{h=24}^{NHPC} \sum_{i=1}^{NC_{c,v,h}} N_i \right) \times FCR \times FA$$

- VDC Valor de Cobertura
- $PESC_m$ Precio de Escasez en el mes m
- $PMOR_s$ Precio MOR
- $NC_{c,v,h}$ Número de Contratos del MOR en los que el agente v es vendedor y el agente c comprador, que tienen una cantidad de energía en la hora h
- N_i Número de kWh del contrato MOR i
- FCR Factor Calificación de Riesgo
- FA Factor de Ajuste
- $NHPC$ Número de horas en el período de compromiso

El factor de ajuste se calcula como la probabilidad de que el precio de bolsa se encuentre entre PESC y PMOR. El valor del Factor de Ajuste es 5/12

4.5.3 PLAZO PARA PRESENTACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía deberá ser presentada a XM S.A E.S.P. por parte de los Agentes Comercializadores y Generadores, de acuerdo a lo que se defina en el cronograma definido en la convocatoria de la subasta.

4.5.4 VIGENCIA DE LA GARANTÍA

La garantía deberá estar vigente ininterrumpidamente desde la fecha de presentación establecida en la sección anterior hasta el final de la Obligación de Venta de Energía. Los agentes con asignaciones de venta de energía deberán actualizar la garantía mensualmente por los meses remanentes del periodo de la obligación si el valor

05

incremento del margen entre $PESC_{m-1}$ y $PMOR_s$ es mayor a 5%. Si hay una disminución en el valor del margen entre $PESC_{m-1}$ y $PMOR_s$ los agentes con asignaciones de venta de energía podrán actualizar la garantía por los meses remanentes del período de la obligación.

Aquellos comercializadores o generadores con obligaciones de venta de energía del MOR que hayan ajustado el valor de la garantía para amparar el cumplimiento de vendedor de acuerdo al factor de calificación de riesgo que se define en el Capítulo 8 de este documento, deberán actualizar la garantía si la calificación de riesgo de corto plazo es modificada a lo largo de período de compromiso por un grado menor a aquel presentado inicialmente.

4.5.5 EVENTOS DE INCUMPLIMIENTO

Se considerarán como eventos de incumplimiento los siguientes:

Que el Agente Comercializador o Generador que habiendo resultado con asignación de Obligaciones de Venta del MOR no realice la compra en la bolsa de energía o tenga un contrato bilateral de respaldo.

Que el Agente Comercializador o Generador no actualice la garantía en de acuerdo a las condiciones definidas en el artículo 14 del presente Reglamento

Que entre en la condición de Limitación de Suministro

Que el Agente Comercializador o Generador se declare en quiebra o cese su actividad económica.

4.5.6 TERMINACIÓN

Para el Agente Comercializador y Generador que incurra en cualquier evento de incumplimiento establecido en la sección anterior, se harán efectivas las garantías de que trata este capítulo y además tales incumplimientos implicarán la pérdida de la asignación de la Obligación de Venta del MOR

4.6 GARANTIA PARA AMPARAR EL CUMPLIMIENTO DEL COMPRADOR

4.6.1 OBLIGACIÓN A GARANTIZAR Y CUMPLIMIENTO DE LA MISMA

Con base en lo establecido en el artículo 53 de la Resolución CREG 23 de 2009, todos los comercializadores que adquiere Obligaciones de Compra de Energía en el MOR para usuarios no regulados deberán garantizar mensualmente el valor de la suma de las Obligaciones de Compra del MOR.

4.6.2 VALOR DE LA COBERTURA

El valor de la cobertura de la garantía para amparar el cumplimiento de venta será determinado con base en la siguiente fórmula:

05

$$VDC = (PMOR_s - PPB_{m-1}) \times \left(\sum_{h=1}^{NHPC} \sum_{i=1}^{NC_{c,v,h}} NP_i \right) \times FCR \times FA$$

Donde,

VDC_m	Valor de Cobertura en el mes m
$PMOR_m$	Precio MOR m
PPB_m	Precio de Escasez en el mes m
$NC_{c,v,h}$	Número de Contratos del MOR en los que el agente v es vendedor y el agente c comprador, que tienen una cantidad de energía en la hora h
NP_i	Número de kWh del contrato MOR i
FCR	Factor Calificación de Riesgo
FA	Factor de Ajuste
$NHPC$	Número de horas en el período de compromiso

El factor de ajuste se calcula como la probabilidad de que el precio de bolsa se encuentre entre $PMOR_s$ y PPB_{m-1} . El valor del Factor de Ajuste es 5/12

4.6.3 PLAZO PARA PRESENTACIÓN DE LA GARANTÍA

La garantía deberá ser presentada a XM S.A. E.S.P. por parte de los Agentes Comercializadores, de acuerdo a lo que se defina en el cronograma de convocatoria de la subasta.

4.6.4 VIGENCIA DE LA GARANTÍA

La garantía deberá estar vigente ininterrumpidamente desde la fecha de presentación establecida en la sección anterior hasta el final de la Obligación de Compra de Energía. Los agentes comercializadores con asignaciones de compra de energía deberán actualizar la garantía mensualmente por los meses remanentes del periodo de la obligación si el valor incremento del margen entre $PMOR_s$ y PPB_m , es mayor a 5%. Si hay una disminución en el valor del margen entre $PMOR_s$ y PPB_{m-1} los agentes con asignaciones de venta de energía podrán actualizar la garantía por los meses remanentes del período de la obligación.

4.6.5 EVENTOS DE INCUMPLIMIENTO

Se considerarán como eventos de incumplimiento los siguientes:

- Que el Agente Comercializador no actualice la garantía en los tiempos determinados en la sección anterior
- Que entre en la condición de Limitación de Suministro

05

- Que el Agente Comercializador se declare en quiebra o cese su actividad económica.

4.6.6 TERMINACIÓN

Para el Agente Comercializador que incurra en cualquier evento de incumplimiento establecido en la sección anterior, se harán efectivas las garantías de que trata este capítulo y además tales incumplimientos implicarán la pérdida de la asignación de la Obligación de Compra de Energía en el MOR

4.7 GARANTIA PARA AMPARAR EL CUMPLIMIENTO DE PAGO DE LA OBLIGACIÓN DE ENERGÍA

El Anexo del Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista establecido en la Resolución CREG – 019 de 2006 se modificará en los siguientes aspectos:

- El artículo 3º será modificado para ajustarlo a la forma del artículo 3º del Reglamento de Garantías establecido en la Resolución CREG – 061 de 2007
- El artículo 4º será modificado para ajustarlo a la forma del artículo 4º del Reglamento de Garantías establecido en la Resolución CREG – 061 de 2007
- Se incluirá el esquema de flexibilización de garantías tal como se define en el Capítulo 8 de este documento

La fórmula establecida en el Anexo del Reglamento se modificará en el siguiente sentido:

El total a cubrir se determinará como la sumatoria de los valores que resulten para cada uno de los siguientes conceptos, relacionados con las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista administrados por el ASIC y por el LAC:

GARANTÍA, CESIÓN O PREPAGO TOTAL = (VOTB + S + FAZNI + STN + STR)*FCR

Donde:

FCR: Factor de Corrección por Calificación de Riesgo

VOTB = Max (0, (VEB+ REST - VREC + CREC - SAGC + RCAGC - VDESV + CDESV + CSRPF - VSRPF + VR - VD - VDOEF + CDOEF))

VEB: Valor de la Energía en Bolsa (\$), calculada como el balance descrito por la siguiente fórmula:

VEB = (VCONT - CCONT+VMOR-CMOR - GENIDEAL + DDACIAL) * Min (PB, PE)+(CMOR*PCMOR-VMOR*PVMOR)

05

Donde:

CMOR Cantidad de Energía comprada a través del Mercado Organizado

PCMOR Precio de Compra en el MOR en cada subasta

VMOR Cantidad de Energía vendida a través del Mercado Organizado

PVMOR Precio de Venta en el MOR en cada subasta.

Las variables restantes se definen como se establece en el Anexo “Procedimiento de cálculo de garantías financieras y mecanismos alternativos para cubrir transacciones en el mercado de energía mayorista” del “Reglamento de mecanismos de cubrimiento para las transacciones en el mercado de energía mayorista”

4.8 FACTOR DE CORRECCION POR CALIFICACION DE RIESGO

Las firmas comercializadoras y generadoras que deban presentar garantías conforme a lo establecido en los capítulos 4 al 6 del presente documento podrán aplicar un factor de ajuste al valor calculado de cobertura, si estas poseen una calificación de riesgo crediticio de corto plazo otorgado por una firma calificadora de riesgo reconocida internacionalmente. En la tabla siguiente se presenta la relación de la calificación y factor de ajuste para cada una de las firmas anteriores

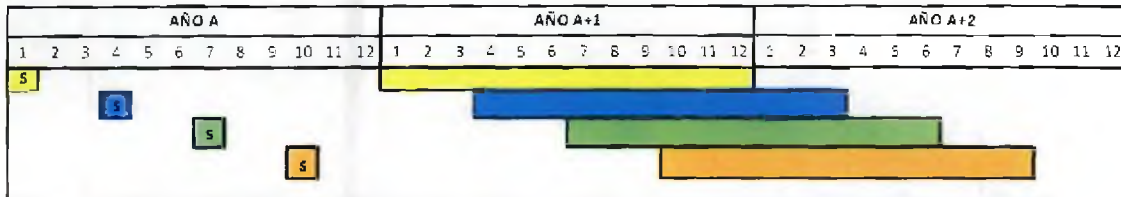
Tabla 1 – Factor Ajuste Calificación de Riesgo

Calificación			FCR
A-1	P-1	F-1	10%
A-2	P-2	F-2	25%
A-3	P-3	F-3	50%
B	NP	B	100%
C		C	100%

05

ANEXO 1 PERIODOS DE PLANEACIÓN Y VIGENCIA DE LOS PRODUCTOS EN EL MOR

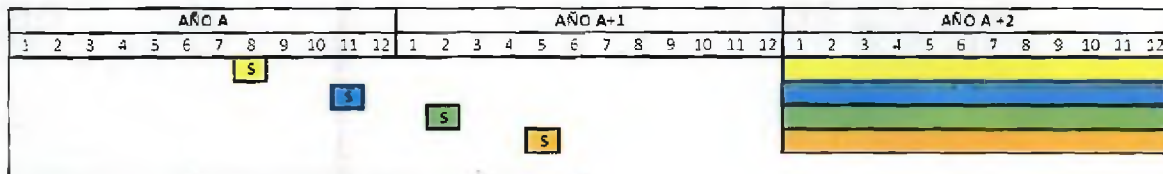
En el documento 077 de 2008 se planteó para el MOR un esquema con un periodo de planeación fijo de 1 año y un periodo de vigencia también de 1 año, conforme con la siguiente figura:



En cuanto a la duración del periodo de vigencia la comisión se ratifica en el hecho de que sea de un año al inicio del esquema MOR y posteriormente conforme a los resultados obtenidos se evalué su ampliación a 2 años.

Sin embargo, en cuanto al hecho de utilizar un esquema con un periodo de planeación fijo, varios agentes expresaron que la utilización de este esquema afectaría la liquidez en el mercado secundario, dado que en cada subasta se estaría subastando un nuevo producto. La Comisión comparte dicho argumento, por lo que decidió cambiar su propuesta original por un esquema en donde se transen en varias subastas productos similares. En este caso se estableció que el periodo de compromiso sea de 1 año calendario.

Sin embargo, para evitar que este esquema incurriera en periodos de planeación muy largos o cortos, las subastas para la compra de la energía de un determinado año se realizarán entre 18 y 6 meses antes del inicio del periodo de compromiso. Dado lo anterior, un ejemplo del nuevo esquema sería:



05

ANEXO 2 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPRAS EN EL MOR ENTRE LOS COMERCIALIZADORES QUE ATIENDEN DEMANDA REGULADA

En este anexo se explica mediante un ejemplo la distribución propuesta de las compras realizadas en el MOR entre los comercializadores que atienden demanda regulada.

Supóngase que para la hora h del mes m , la demanda regulada posee n número de productos del MOR vigentes. Los productos fueron comprados en 4 subastas distintas (n_1 en la subasta 1, n_2 en la subasta 2, ...), y por ende tienen 4 precios diferentes ($p_1, p_2, p_3,$ y p_4). La energía asociada a cada producto en la hora h es igual a ep_h .

Por otro lado, la demanda regulada es atendida por un número de comercializadores igual a NC. La demanda regulada del comercializador c en la hora h es igual a $dr_{c,h}$.

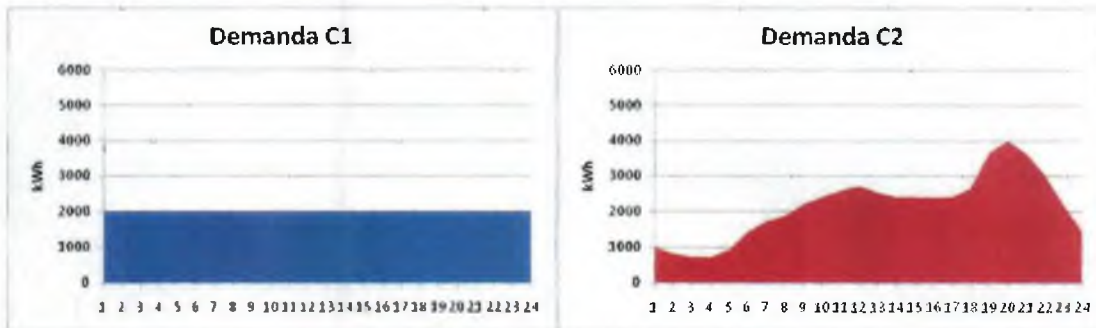
La forma cómo se distribuirían las compras en el MOR en la hora h para la situación anterior, estaría dada por:

$$EC_{MOR,c,h} = \left(\sum_{s=1}^4 n_{s,h} \times ep_h \right) \times \frac{dr_{c,h}}{\sum_{c=1}^{NC} dr_{c,h}}$$

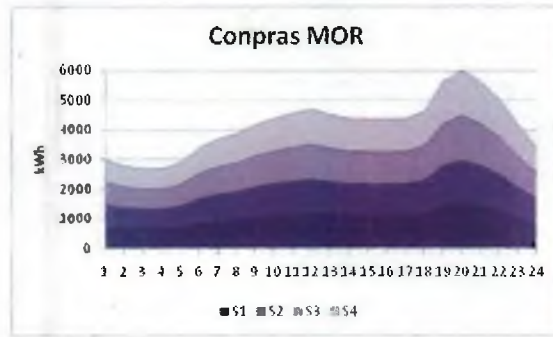
Donde

$EC_{MOR,c,h}$	Energía comprada en el MOR del comercializador c en la hora h .
$n_{s,h}$	Número de productos comprados en la subasta s del MOR vigentes en la hora h .
ep_h	Energía asociada al producto del MOR en la hora h .
$dr_{c,h}$	Demanda regulada del comercializador c en la hora h .
NC	Número de comercializadores con demanda regulada.

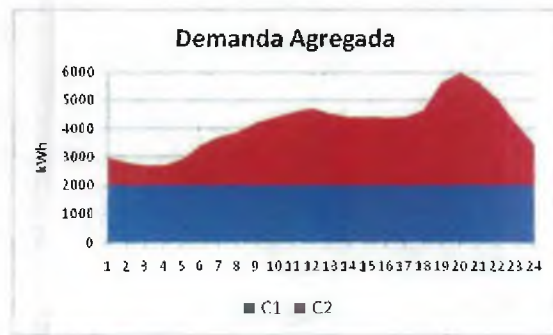
A modo de ejemplo, si suponemos dos comercializadores C1 y C2 con la distribución horaria de la demanda que se presenta en las siguientes figuras.



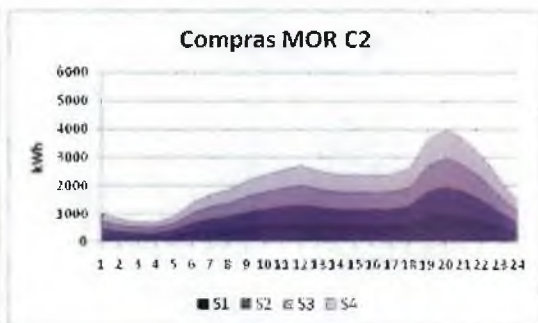
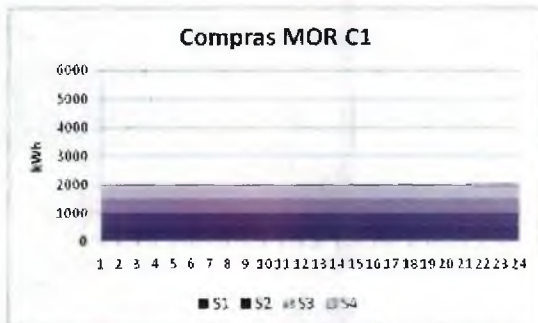
Y suponiendo que las compras en el MOR fueron exactamente iguales a la demanda regulada agregada para los dos comercializadores, realizadas en cuatro subastas como se presenta en la siguiente figura.



Para distribuir las compras en el MOR entre comercializadores se tiene la demanda total regulada como la suma de las demandas de los dos comercializadores. Para esto se utiliza la proporción del consumo real de demanda en cada hora sobre el consumo total en la misma hora de la figura siguiente:



Con estos factores se encuentra en cada hora la proporción de cada producto que los comercializadores compran en el MOR para cubrir su demanda, como se ilustra en las siguientes figuras.



Nótese que para establecer las compras en el MOR de cada agente no se compara la demanda de cada uno de estos con la distribución del producto MOR. Sino únicamente se compara la distribución horaria del producto con la distribución horaria de la demanda total regulada.

05

ANEXO 3 DISTRIBUCIÓN DE LAS COMPRAS EN EL MOR ANTE INCUMPLIMIENTOS DE UN COMERCIALIZADOR QUE ATIENDE DEMANDA REGULADA

En este capítulo se presentan las alternativas analizadas para distribuir las compras en el MOR entre los comercializadores que atienden demanda regulada ante el eventual incumplimiento de al menos uno de estos. Todas estas alternativas parten del hecho que las obligaciones en el MOR serán liquidadas por el método de balance de energía⁹.

Las alternativas analizadas son: No modificar la distribución de las compras, o distribuir las compras en el MOR correspondientes a los agentes incumplidos entre los agentes cumplidos. Para ilustrar las diferencias entre estas alternativas, se utilizará el siguiente ejemplo:

La demanda regulada en la hora h fue atendida por los comercializadores C1, C2, y C3, los cuales tuvieron las siguientes demandas reguladas:

C1	50 MWh
C2	30 MWh
C3	20 MWh

Esta demanda es atendida por los generadores G1, G2 y G3, los cuales generan las siguientes cantidades de energía en dicha hora:

G1	50 MWh
G2	20 MWh
G3	30 MWh

Por otro lado, en la hora h se compra en el MOR un total de 90 MWh, repartidos entre los siguientes vendedores:

G1	50 MWh
G2	40 MWh

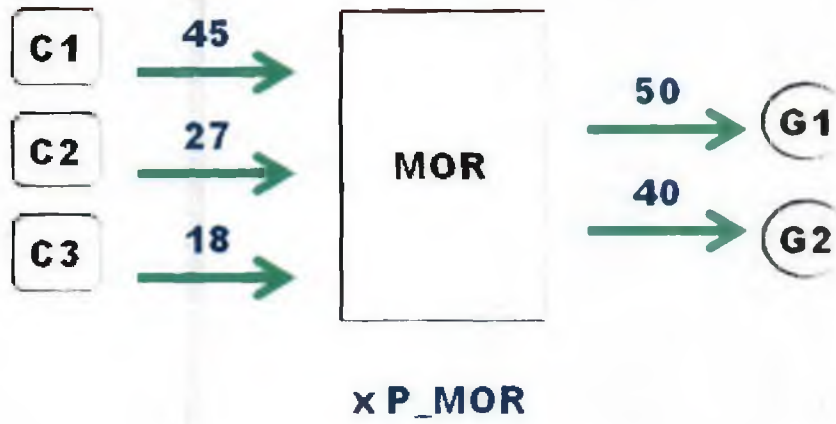
Debido a que la demanda regulada es mayor a las compras totales en el MOR (demanda regulada = 100 MWh, compras en el MOR = 90 MWh), todos los comercializadores que atienden demanda regulada tienen que comprar en el corto plazo en la hora h un mismo porcentaje de su demanda. El precio de bolsa en esa hora es igual a P_{bolsa} .

En cuanto a las ventas en el MOR, estas se efectuaron a un mismo precio por kWh igual a P_{MOR} .

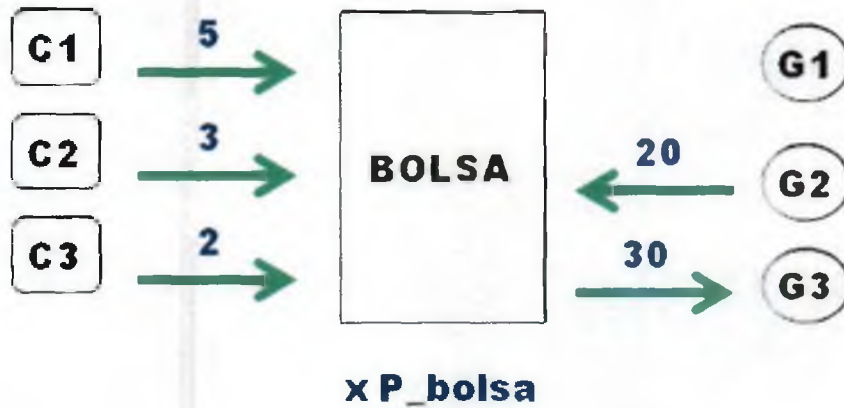
El escenario anterior se presenta en las siguientes gráficas:

⁹ Ver documento CREG 077 de 2008, capítulo 10.

Flujo dinero en el MOR



Flujo dinero en la bolsa



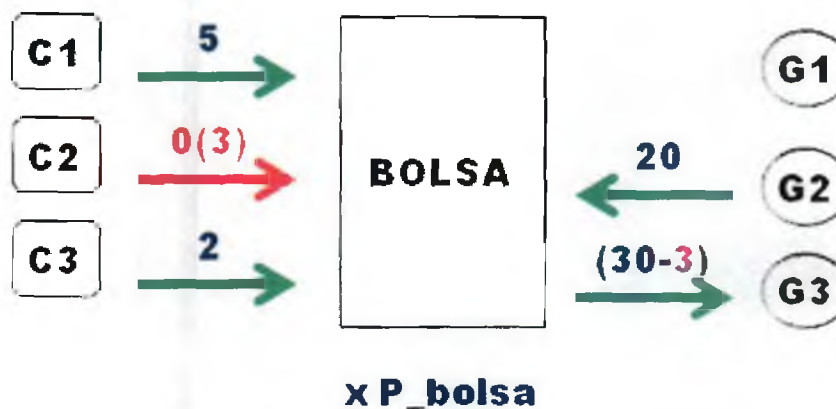
Ahora supóngase que C2 no paga sus obligaciones. En este caso los flujos de dinero serían los siguientes:

05

Flujo dinero en el MOR



Flujo dinero en la bolsa



Nótese que en este caso las pérdidas son asumidas mayoritariamente por los vendedores del MOR y en muy poco monto por los generadores que venden en la bolsa. Esto es debido a que, a pesar de que C2 no está pagando sus compras en el MOR, tanto G1 como G2 siguen teniendo la obligación de pagar a la bolsa una gran parte de la energía demandada por C2.

El riesgo para los vendedores en el MOR presentado anteriormente es muy alto, sobre todo si se considera que el producto del MOR tiene una duración de 1 año. Es decir, que bajo el esquema anterior las pérdidas no se limitarían al primer mes, sino que solo estarían acotadas por la duración del producto y el tiempo que C2 se encuentre en mora.

Por lo tanto, el esquema presentado anteriormente debe ser modificado para hacerlo viable; dado que de lo contrario, el riesgo de contraparte para un vendedor sería tan grande que los precios ofertados en la subasta del MOR probablemente alcanzarían unos

05

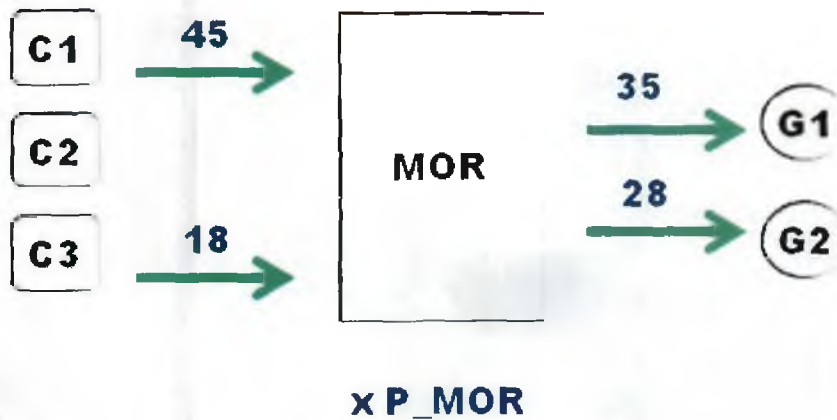
niveles muy altos¹⁰. Las alternativas analizadas para disminuir este riesgo se presentan a continuación:

Alternativa #1 – No modificación de la distribución de las compras ante incumplimientos en el MOR

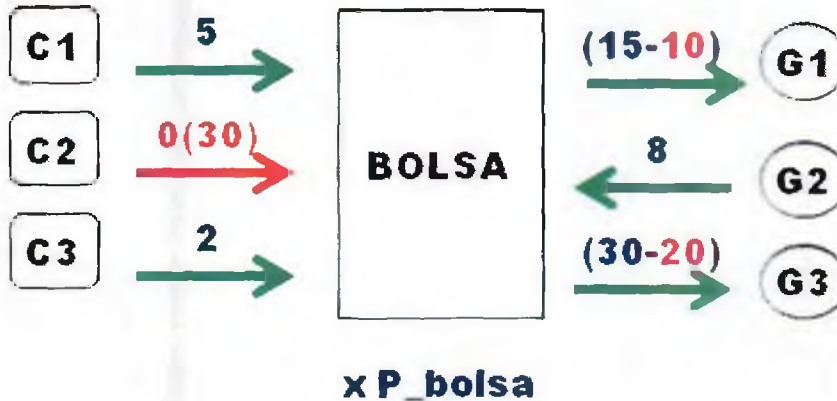
En esta alternativa, ante el incumplimiento de un comercializador en el MOR únicamente se le aplicaría la limitación de suministro, la cual en el caso del MOR significa una interrupción total de las compras (y ventas) del agente (24 h).

En el ejemplo, el flujo de dinero tanto en bolsa como en contratos ante la limitación de suministro de C2 sería:

Flujo dinero en el MOR



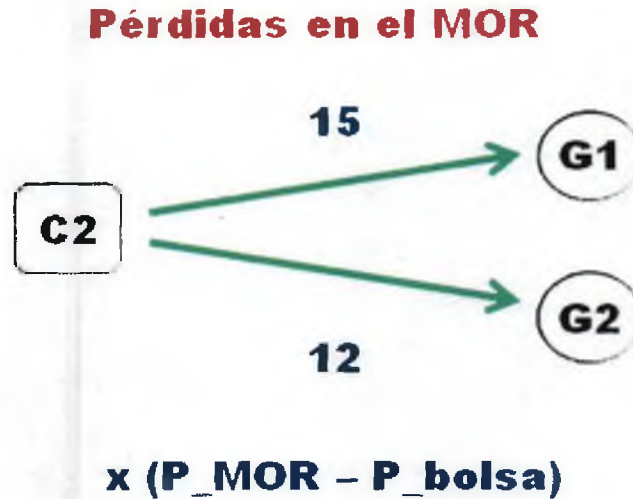
Flujo dinero en la bolsa



¹⁰ Entre más riesgo conlleve el producto del MOR para los vendedores, mayor serán los precios de oferta en la subasta.

05

Nótese que en este caso las pérdidas en su mayoría son asumidas por los generadores que venden en la Bolsa. Sin embargo, los vendedores en el MOR también pueden tener una pérdida, la cual se presenta si $P_{MOR} > P_{bolsa}$. Para el ejemplo, estas pérdidas se representan en la siguiente figura:



Se observa que con esta alternativa, el riesgo para los vendedores en el MOR se reduce significativamente, dado que en el caso de un incumplimiento por parte de un comprador, las pérdidas estarían limitadas a las diferencias positivas entre los productos del MOR y la Bolsa, y no por el costo total de la energía.

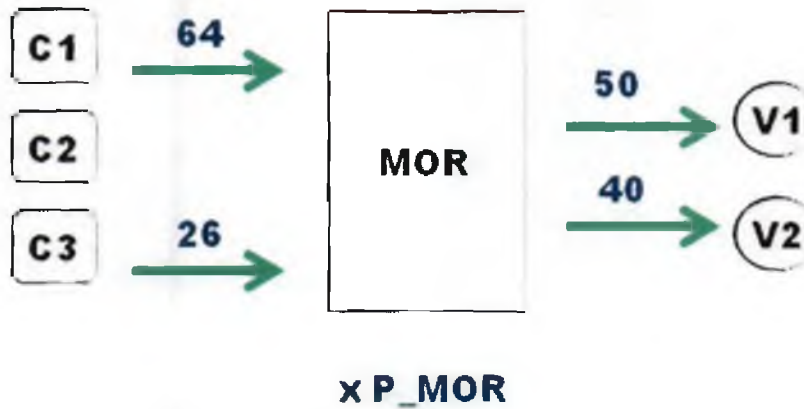
Alternativa #2 – Redistribución de las compras en el MOR

En esta alternativa, al igual que en la alternativa #1, también se aplica la limitación de suministro al comercializador incumplido. Sin embargo, se diferencia en que en este caso las compras en el MOR correspondientes a los comercializadores incumplidos se distribuyen entre el resto. Dicha distribución tiene los siguientes efectos:

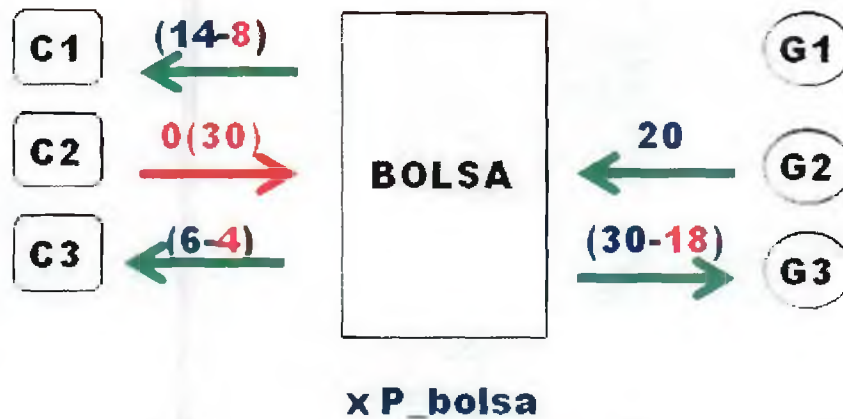
- Los vendedores en el MOR no se ven afectados por el incumplimiento, dado que los comercializadores cumplidos están respondiendo por las obligaciones de los incumplidos.
- Los comercializadores cumplidos pueden quedar sobre-contratados por efecto de los incumplimientos de otros comercializadores. En este caso, estos venderían el excedente en la bolsa.

En este caso, el flujo de dinero y el saldo del incumplimiento para el ejemplo serían los siguientes:

Flujo dinero en el MOR



Flujo dinero en la bolsa



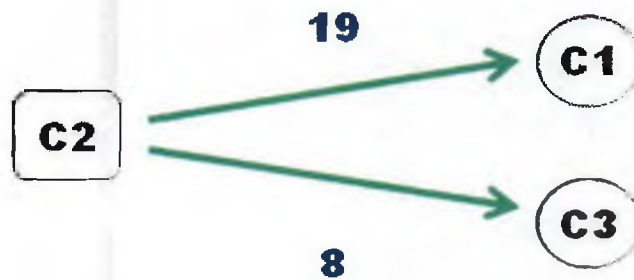
Nótese que al estar sobre-contratados, los comercializadores cumplidos (C1 y C3 en el ejemplo) entran a la bolsa de energía en el papel de vendedores. Por lo que asumen parte de las pérdidas ocasionadas por el incumplimiento de algún comprador en la Bolsa (en el ejemplo C2).

Por lo anterior, en esta alternativa se estaría trasladando parte del riesgo derivado de los incumplimientos en la Bolsa, de los generadores que venden en la Bolsa a los usuarios regulados.

Adicionalmente, cabe destacar que en este caso, al igual que en el anterior, también se puede presentar una pérdida derivada de las diferencias positivas entre P_MOR y P_Bolsa. Pero se diferencian en que para esta alternativa dichas diferencias son asumidas por los usuarios de los otros comercializadores y no por los vendedores en el MOR. A continuación se presentan los montos de dichas pérdidas:

05

Pérdidas en el MOR



$$x (P_{MOR} - P_{bolsa})$$

Otra de las consecuencias de la aplicación de esta alternativa, es que el riesgo de contraparte para los vendedores en el MOR prácticamente se elimina, dado que se traslada casi en su totalidad a los usuarios regulados.

Selección de la alternativa

De las dos alternativas descritas anteriormente, se recomienda la alternativa #2. Las razones de esta elección son las siguientes:

- El riesgo del vendedor en el MOR prácticamente se elimina, lo cual permitiría precios de oferta inferiores.
- El riesgo de variaciones significativas de precio para los usuarios regulados por concepto de la re-distribución de compras en el MOR es bajo siempre y cuando no incumpla un comercializador con una gran participación de la demanda regulada, y adicionalmente, se puede reducir aún más si se deja una porción de la demanda regulada sin comprometer en el MOR como reserva ante la posible falla de uno de los comercializadores.

05