

Comentarios a la Resolución CREG 090 de 2011

Propuesta para el Mercado Organizado Regulado –MOR–

Documento CAC-051-11

Septiembre de 2011

1. OBJETIVO

El objetivo de este documento es presentar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, en cumplimiento de las funciones asignadas al Comité como asesor de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista, los comentarios y las recomendaciones a la propuesta de creación de un Mercado Organizado Regulado, para las compras de energía con destino a la atención de los usuarios finales regulados, haciendo énfasis en los aspectos que ha incluido la Comisión en esta nueva versión presentada a consideración de los agentes mediante la Resolución CREG 090 de 2011.

2. ANTECEDENTES

La Comisión presentó a consideración de los agentes del mercado la primera propuesta para el Mercado Organizado Regulado, mediante el Documento CREG 077 de 2008, al cual el Comité presentó sus comentarios mediante el Documento CAC-041-08 en el mes de noviembre de ese mismo año.

Previo a esta propuesta para el MOR, y en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 019 de 2006, el Comité presentó a consideración de la Comisión el Documento CAC-031-06, con las “Alternativas para Cubrimiento de Obligaciones en el Mercado Mayorista”, en la cual se incluyó una propuesta de flexibilización de los mecanismos de cobertura de transacciones en la Bolsa de Energía, pero que se sugería se aplicara a las diferentes transacciones del Mercado Mayorista.

Posteriormente, y teniendo en cuenta los comentarios a la primera propuesta, la Comisión presentó un nuevo diseño de mercado, mediante la Resolución CREG 023 de 2009, a la cual nuevamente el Comité presentó sus comentarios mediante el documento CAC-043-09.

Además de estos comentarios al MOR, el Comité ha remitido a la CREG varias propuestas de revisión del esquema actual de contratación, para mejorar algunos aspectos relacionados con los procesos actuales de compra de energía para el Mercado Regulado que adelantan los comercializadores de energía en el país.

Finalmente, mediante la Resolución CREG 090 de 2011 la Comisión presenta una nueva versión, en la cual se ajustan algunos elementos con relación a la propuesta de la Resolución CREG 023 de 2009. Para esta última versión, la Comisión realizó un taller el día 30 de agosto de 2011, en el cual aclaró algunos elementos de los documentos publicados.

3. COMENTARIOS GENERALES

En términos generales, el Comité sugiere respetuosamente a la Comisión, como ya se había planteado en ocasiones anteriores, revisar la participación de los comercializadores frente a las

funciones que está asumiendo la CREG como organismo decisor en los procesos de compra de energía para el mercado regulado. En este sentido, si bien se han adoptado algunas medidas para permitir el reporte de información de demanda, la propuesta debería promover una participación más activa de los comercializadores en la determinación de su portafolio de adquisición de energía.

4. TEMAS A CONSIDERAR

A continuación se presentan comentarios y/o recomendaciones sobre algunos de los capítulos considerados por la Comisión en las presentaciones y el proyecto de Resolución, considerando el impacto que podrían generar sobre las empresas que desarrollan la Comercialización de Energía:

a. Garantías

Como se ha señalado en documentos anteriores, el Comité considera necesaria una revisión integral de los mecanismos de cobertura de todas las transacciones del Mercado, incluidas las transacciones de la Bolsa de Energía, para que se acojan varios de estos mecanismos alternativos, y se evalúe integralmente el riesgo de mercado de las empresas, de forma que se haga una cobertura eficiente, con sus consecuentes efectos sobre los usuarios finales.

Como primer elemento en esta revisión, es importante señalar, como se hizo en el documento de propuesta presentado en el año 2006 y en documentos posteriores, que si bien el Comité considera necesario tener una cobertura para las obligaciones que surgen de la participación en el mercado, cualquier esquema de garantías debe ir acompañado de un análisis de beneficio-costos, considerando que el mecanismo que se elija debe asegurar que los agentes comercializadores puedan recuperar sus costos a través de las tarifas a los usuarios finales, teniendo en cuenta las diferencias de costos que perciben las empresas en la consecución de garantías financieras y las posibilidades de acceso a las mismas.

En cuanto a las garantías para el Mercado Organizado Regulado, el Comité considera que es el principal elemento que debe revisarse de la propuesta, por las implicaciones que tiene para los comercializadores de energía. El esquema de garantías propuesto debería cumplir los siguientes objetivos, según lo que ha planteado la Comisión en las diferentes versiones de propuesta para este mercado, y considerando los tipos de agentes que participarán en el mismo:

- Debe permitir una cobertura adecuada, dado que el MOR es un esquema de negociación en el que los participantes no conocen a sus contrapartes, y por tanto, deben tener la seguridad de cumplimiento de las obligaciones que surjan.
- Debe ser costo-eficiente, es decir, lograr que se garanticen las transacciones en un nivel adecuado, al menor costo posible para las empresas, y que dicho costo sea trasladable en la tarifa, de manera diferencial por comercializador.

- Debe permitir el cubrimiento de las obligaciones, sin afectar en gran medida los cupos de endeudamiento de las empresas, ni generar exigencias importantes de capital de trabajo adicional.
- Debe permitir que las empresas puedan acceder a las garantías solicitadas.

Adicionalmente, presentamos el análisis de las siguientes alternativas, para consideración de la Comisión:

i. Alternativa 1 – Propuesta CREG

La alternativa planteada en el proyecto de resolución consiste en la presentación de las garantías financieras por el total del valor de la energía contratada en el MOR, más la que se adquiera en bolsa durante el periodo de transición, limitando las posibilidades a Garantías o Avals Bancarios, Cartas de Crédito, ó pago anticipado de las obligaciones. El esquema propuesto por la Comisión genera un alto impacto sobre muchas de las empresas que desarrollan la Comercialización. En el momento de ejecución de los contratos resultantes de las subastas del MOR, los comercializadores del mercado regulado deberán garantizar la totalidad de la energía comprada con el efecto de simultaneidad que trae el esquema de la Resolución 019 de 2006, en el cual se deben garantizar 2.25 meses de consumo al mismo tiempo. Por lo anterior, los montos a garantizar se incrementarían de forma muy importante para muchos de los comercializadores, así como el costo de las garantías. Este efecto se debe a que en la actualidad, para muchos de los agentes del mercado, las garantías que se exigen por las transacciones en contratos bilaterales, son un costo inferior a las de la bolsa, o incluso en algunos casos, el costo no existe, por los tipos de instrumentos que se permiten en dichas negociaciones.

Este incremento de los montos a garantizar compromete el cupo de endeudamiento de muchas de las Empresas, haciendo el esquema insostenible en el largo plazo, por sus efectos en su flujo de caja, que se agravan debido al atraso en el pago de subsidios por parte del gobierno, los requerimientos para asumir las pérdidas de energía y el menor recaudo del mercado en zonas de difícil gestión, así como limita la disponibilidad de recursos para inversión y otras actividades, lo cual puede redundar en el mediano y largo plazo en la calidad del servicio ofrecido.

Dados los impactos señalados y teniendo en cuenta que la demanda es quien asumiría todos los riesgos de contratación de acuerdo con lo planteado en la propuesta de la Comisión, el CAC considera que no es adecuado que se busque solucionar el riesgo de pago que enfrenta el mercado mediante el incremento exagerado de los montos a garantizar y de los costos asociados a las garantías, aspecto que se sumaría a los costos adicionales que se originarán por la aplicación del gravamen a los movimientos financieros en el esquema centralizado del MOR.

Ahora bien, si lo que pretende esta propuesta es eliminar el riesgo de crédito del mercado a través de la exigencia de garantías bancarias a todos los compradores del MOR, esto, en el caso de la insolvencia de una empresa comercializadora incumbente por ejemplo, no operaría

adecuadamente, puesto que en tal situación los bancos terminarían no expidi ndole las garantías exigidas, lo cual podría agravar su situación por las necesidades de capital de trabajo adicional.

Como aspectos positivos de esta propuesta, se tienen la no discriminación entre los diferentes tipos de agentes que participan en el mercado, y la eliminación total del riesgo de cr dito¹ para los vendedores, lo cual se espera tenga efectos sobre los precios de la energía. Además, evita la socialización del riesgo de crédito, con lo cual disminuye el efecto de esta variable en la formación del precio. Finalmente, lleva al sector a una situación en la que participan solamente las empresas que tienen respaldo total de sus transacciones. En resumen, los elementos a resaltar de esta propuesta son:

Aspectos favorables	Aspectos desfavorables
<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite cobertura de riesgo de crédito total en un esquema ciego. 2. Precio formado por el comportamiento de la oferta y la demanda, sin mucha influencia del riesgo de crédito. 3. Con lo anterior, se evita la incorporación y socialización del riesgo de crédito en el precio. 4. Permite que en el sector eléctrico participen aquellas empresas que puedan respaldar sus transacciones. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Incrementa el monto a garantizar para la mayoría de los comercializadores, en la medida que hoy en día no garantizan una porción muy alta de sus compras de energía. Conforme la metodología de la Resolución CREG 019 de 2006, se requiere garantizar 2,25 meses de consumo (traslape). 2. Exigencia mayor de cupo de endeudamiento para las empresas con relación a las necesidades actuales. Para algunas empresas, esto genera dificultades serias, toda vez que sus cupos pueden ser limitados, tienen altos niveles de subsidios en sus mercados o se requieren para adelantar otros compromisos (planes de inversión). 3. Aumento en el costo de las garantías. Como dicho costo depende además, de la calidad crediticia de la empresa, puede representar para algunas empresas un costo muy elevado. 4. Puede presentarse también el caso de que algunas empresas no tengan acceso a estas garantías y por tanto, les implique prepagar la energía, lo cual implica necesariamente aumento del capital de trabajo.

¹ Cuando se hable de eliminación del riesgo de crédito, es claro para el Comité que aún quedan aspectos a cubrir por los tiempos de transacciones que no se tienen en cuenta en el cálculo de garantías por la aplicación de los programas de Limitación de Suministro, o aquellos casos de empresas que no pueden ser retiradas del mercado, y que se analizarán más adelante.

ii. Alternativa 2 – Propuesta CAC 2006

Es importante señalar que el Comité, por mandato de la CREG, presentó a la Comisión a finales de 2006 un análisis de alternativas para el cubrimiento de las obligaciones financieras en el Mercado Mayorista de Energía, y el cual se recoge en parte en el esquema de garantías de esta versión de Mercado Organizado.

Del documento presentado por el CAC en el año 2006, se plantea la necesidad de revisar nuevamente la propuesta de cobertura, que consiste en la presentación de garantías por el 100% de las transacciones, pero permitiendo que un porcentaje de los valores a garantizar se cubra con otro tipo de garantías diferentes a las bancarias o pago anticipado. Dicho porcentaje varía según el nivel de calificación de riesgo de crédito de corto plazo de las empresas.

Esta propuesta tiene como ventajas que busca hacer más eficiente el costo de las garantías, en función de la calificación de riesgo de cada empresa, teniendo en cuenta el perfil riesgo y desempeño de los agentes. Además, dada la composición de la demanda regulada, la cual no cambia de forma considerable en el tiempo, los agentes vendedores pueden valorar suficientemente el riesgo asumido en las ventas al MOR, en función de las calificaciones de crédito de los comercializadores que atienden usuarios regulados, el cual se espera que sea lo suficientemente bajo, y por tanto, sin un efecto importante en la valoración de los precios de la energía.

La implementación de esta alternativa, permite al comercializador tener certidumbre sobre las garantías que debe adquirir, dándole la capacidad de gestionarlas y asegurar los niveles de endeudamiento necesarios para desarrollar proyectos de inversión. Adicionalmente, se configura como un incentivo al buen desempeño de las empresas por cuanto reconoce el nivel de riesgo de éstas.

Con la flexibilización propuesta en los tipos de garantías para un porcentaje de valores a garantizar, se abre una mayor posibilidad de acceso a diferentes tipos de garantías, con menor costo para los agentes compradores.

Entre las desventajas del esquema propuesto por el CAC se encuentra la diferenciación entre las empresas en función de su calidad crediticia, y está sujeto a que la actualización de las calificaciones de riesgo de los agentes refleje oportunamente situaciones de riesgo de incumplimiento. Esto no se traduciría en un mayor o menor precio de la energía a cada empresa, puesto que el efecto sería sobre la totalidad de la demanda. Las diferencias entre empresas se reflejarían en los costos de las garantías, y por ende, en su efecto sobre las tarifas de usuarios finales. Adicionalmente, las metodologías de calificación de riesgo para las empresas del sector, deben considerar aspectos adicionales de riesgo de mercado, que permitan establecer la posible afectación de su situación financiera en función de las coberturas y administración de este tipo de riesgo. Por los hechos recientes en este y otros mercados, se ha puesto en duda la validez de las

metodologías utilizadas en cuanto a la valoración e incorporación en las calificaciones de este tipo de riesgos.

En resumen, los elementos a resaltar de esta propuesta son:

Aspectos favorables	Aspectos desfavorables
<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite conservar el anonimato en los momentos de transacción. 2. En la medida que admite otro tipo de garantías, en función de la calificación de riesgo de las empresas, permite disminuir el costo de las mismas y minimizar o controlar el impacto sobre el cupo de endeudamiento. 3. Diferenciación del riesgo de crédito entre empresas, que además de la eficiencia en costos, da señales para mejorar la gestión financiera y de riesgo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Las garantías adicionales que se proponen pueden no ser tan líquidas o quedar comprometidas frente a procesos concursales. En ese sentido, las coberturas podrían quedar comprometidas. 2. Se requiere de monitoreo permanente, para dar señales adecuadas de sustitución de garantías. 3. Generaría un grado de incertidumbre para la oferta, lo cual se reflejaría en un mayor precio, socializándose así el riesgo de crédito entre todos los comercializadores del mercado (y todos los usuarios por consiguiente). 4. Calidad de las metodologías actuales de calificación de riesgo de crédito.

iii. Alternativa 3 – Individualización de las garantías

Dado el incremento en el gravamen a los movimientos financieros debido a la implementación del MOR (se explica en el literal e), se considera importante establecer la posibilidad de que las garantías financieras se presenten directamente entre los agentes del mercado, de manera que se respalden las posibles compras resultantes de las subastas, conforme a las asignaciones de obligaciones de venta con posterioridad a dichos procesos.

En este sentido, al realizar el cálculo de garantías, el ASIC puede establecer claramente, previo al mes de ejecución de los contratos resultantes de las subastas, las cantidades de energía vendida por cada agente vendedor a cada uno de los comercializadores que atienden mercado regulado (conforme las proyecciones de demanda en el momento de cálculo de las garantías). De esta forma, si bien se levanta el anonimato de las transacciones en el MOR en esta etapa, no se afectarían los precios de negociación, puesto que se hace una vez adjudicadas las transacciones de cada subasta.

A partir de la identificación de compradores y vendedores, se propone que los agentes vendedores puedan flexibilizar, siguiendo los criterios señalados por la Comisión, las garantías financieras que tendrían que presentar cada uno de los compradores. En ese sentido, se sugiere que la Comisión establezca las fechas en las cuales se presentarían las garantías y la forma de cálculo exacta por parte del ASIC, entre otros aspectos, de forma que cada vendedor pueda

flexibilizar las garantías a solicitar, según la percepción del riesgo que tenga de cada uno de los compradores. Finalmente, si en la fecha establecida por la CREG no se han presentado las garantías financieras, se iniciara un procedimiento de Limitación de Suministro, con las consecuencias que este puede traer en todos los aspectos para el comprador incumplido.

En este sentido, la propuesta permite eliminar prácticamente el nivel de riesgo de crédito para los vendedores en el momento de establecer los precios de venta en las subastas, lo cual permite precios eficientes. Sin embargo, la desventaja de este esquema consiste en que al descubrir la identidad de los agentes que transan y la posibilidad de asignar calificaciones de riesgo por parte de los vendedores a cada uno de los comercializadores, no se estaría cumpliendo uno de los objetivos del MOR acerca de evitar la discriminación hacia algunos agentes compradores como se observa en el proceso actual de convocatorias. Al respecto, la administración de las garantías bajo este esquema aumentaría la complejidad y los costos en términos operacionales, ya que cada mes se deberían actualizar tantas garantías como compradores que existan en el mercado.

En resumen, los elementos a resaltar de esta propuesta son:

Aspectos favorables	Aspectos desfavorables
<ol style="list-style-type: none"> 1. Conserva el principio básico del MOR, que es el anonimato, para efectos de realizar la transacción (subasta), y por ende, no se afectara el precio de transacción. 2. Evita la socialización del riesgo de crédito, de tal forma que no todos los comercializadores (y la demanda) se verían afectados por dicha situación. 3. Permite la cobertura total, pero a discreción del generador se puede flexibilizar tal exigencia. Esto permite la individualización del riesgo de crédito, tal como hoy se hace. En todo caso, los comercializadores deben trabajar con el escenario de que se les exigiría las garantías totales y de regulación, cualquier flexibilización representaría un alivio. 4. Dado que algunos agentes pueden continuar disfrutando de la no exigencia de garantías o la exigencia de otro tipo de garantías, los costos de las mismas y los cupos de endeudamiento para dichas empresas no se verían afectados de manera importante. 5. Permite adem�as, evitar el pago doble del GMF, en la medida que se descentralizan los pagos entre agentes. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Genera una mayor carga operativa. 2. Puede generar incertidumbre para los comercializadores en la medida que no saben con antelación que tipo de exigencias les haría cada oferente. 3. En la medida que la flexibilización queda a discreción del vendedor, podría generar cierta discriminación en la exigencia de garantías por razones distintas a riesgo de crédito.

i. Alternativa 4 – Cámara de Riesgo Central de Contraparte

Además de las alternativas analizadas en este literal, se sugiere a la Comisión revisar otros mecanismos de cobertura, disponibles tanto para el mercado eléctrico como para otros sectores de la economía, que puedan llegar a ofrecer costos más eficientes por niveles de cobertura similares o iguales a los de las garantías definidas en el esquema MOR propuesto por la Comisión, y con base en dicho análisis, adoptar el esquema más eficiente para el servicio de electricidad al mercado regulado. Agradecemos sobre esta particular, que la CREG publique la comparación de los costos y beneficios de las distintas alternativas y sus conclusiones al respecto.

En este sentido, el Comité ha venido revisando algunos elementos de las coberturas que se ofrecerían a través de mecanismos como la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia, el cual, como lo ha planteado la Comisión en el Taller de la presentación de esta nueva versión de propuesta, sería revisado como alternativa para la cobertura del riesgo financiero en el sector eléctrico, dadas sus bondades de nivel de cubrimiento vía anillos de seguridad, liberación de cupo de crédito, aceptación de TES como respaldo a las garantías y reducción de GMF. El Comité considera necesaria esta revisión de alternativas, bajo los nuevos escenarios que se plantean en el mercado, para lo cual ha iniciado la evaluación de los diferentes elementos que se deberían cumplir para que opciones como la Cámara de Riesgo Central (hoy constituida para cubrimiento de transacciones en otros mercados), u otros mecanismos similares, puedan ofrecer coberturas adecuadas al mercado eléctrico, para garantizar la seguridad de las transacciones en dicho mercado.

b. Incumplimientos

Una vez revisada la propuesta, se considera que aún hay riesgos importantes en el caso de incumplimiento de algún comercializador incumbente, que consisten en el incremento de la asignación de compras MOR para los demás comercializadores, dado que las obligaciones de venta no se cancelan ante el incumplimiento de un comprador; y por tanto, el incremento de las probabilidades de tener ventas en bolsa que actualmente no son trasladables en la tarifa regulada, así como los riesgos de no pago de estas obligaciones a los vendedores.

En este sentido, es necesario que la reglamentación del mecanismo del MOR se acompañe de la regulación necesaria que defina las disposiciones de retiro del mercado de un comercializador incumbente incumplido, estableciendo claramente quién y en qué condiciones atendería dicha demanda, a través del desarrollo de la figura del Prestador de Última Instancia.

Por el entendimiento del problema, es importante que se defina claramente que el contrato de cobertura para la demanda continúa despachándose, porque para el mercado como un todo, lo que se entiende es que los usuarios regulados atendidos por un comercializador incumplido pasarían a otro u otros agentes del mercado (según la reglamentación definitiva que adopte la CREG en el tema del PUI y el esquema de retiro de agentes vigente en la actualidad). En este caso, los compromisos de venta de los agentes vendedores deben seguir, y dejar claramente definido, a

través del esquema de liquidación, la forma en que dichos compromisos tendrían asociado un compromiso de compra que se cedería al comercializador que atiende a los usuarios regulados del agente incumplido que se retira del mercado.

Pero adicionalmente, hasta tanto no se expida la regulación relacionada con el PUI, se considera que en ningún caso las obligaciones de compra de un comercializador incumplido deben terminarse, incluso si no se ha retirado del mercado, porque el dejar descubierto en contratos (resultantes del MOR) a un comercializador que atiende mercado regulado y que no puede ser retirado del mercado por alguna razón (por ejemplo en la actualidad a los comercializadores incumbentes, mientras no se defina el procedimiento para que esto suceda a través del PUI), implica que la demanda queda atendida a Precios de Bolsa, lo cual puede ser más perjudicial para el mercado, si esta situación se presenta en época de precios altos en dicho mercado de corto plazo.

Como ya se dijo, deben entonces configurarse a partir de los incumplimientos, todas las condiciones para que el agente salga del mercado en el menor tiempo posible. Esto mientras se define claramente el procedimiento para que el PUI reciba la demanda.

Además, es necesario que la Comisión deje claramente establecida la solución a las dificultades que pueden presentarse para los comercializadores que atienden mercado regulado con la llegada de usuarios no regulados que provienen de comercializadores que son retirados forzosamente del mercado.

En la propuesta, se identifica que si el incumplido es un agente que puede ser retirado del mercado, los clientes no regulados que no se decidan o no puedan cambiar de comercializador en los tiempos establecidos por las Resolución 047 de 2010 pasarían a formar parte de la demanda regulada del comercializador incumbente (mientras se regula el PUI) aumentando la demanda ya subastada en el MOR, lo que incrementaría la exposición a bolsa de todos los comercializadores del país.

Sobre el particular consideramos necesario que la CREG desarrolle alternativas en las que estos desbalances se cubran a partir de los mecanismos de mercado y los sobre costos de su cubrimiento no le sean asignados a toda la demanda.

c. Diseño del producto – Demanda objetivo

El Comité, como ya se planteó en un aparte anterior, considera que el papel de la demanda debe ser más activo. En este sentido, el intercambio de información para la proyección de la demanda, con límites establecidos por el regulador, los cuales no considerarían las condiciones particulares y el conocimiento de los clientes por parte de los comercializadores, resultaría poco eficiente, dado que finalmente, las diferencias entre las proyecciones dadas por los agentes y la calculada por el regulador no serían importantes. Además, si no hay señales para el agente comercializador, que le obliguen a proyectar juiciosamente la demanda, este procedimiento se podría convertir en poco

efectivo para los propósitos de participación en el MOR. En este sentido, para efectos de lograr una verificación más adecuada proponemos solicitar a los agentes la explicación de las curvas reportadas en términos de crecimiento de los clientes, las ganancias por *market share*, entre otros.

De otro lado, sería importante revisar el período de compromiso de las negociaciones a realizar en cada subasta. Un período de al menos dos (2) años convendría, dada la necesidad que tiene el mercado de recibir señales de más largo plazo que permitan asimilar mejor los efectos en el precio debido a situaciones previstas de escasez. Si bien el mercado tiene la necesidad del mecanismo de compra de energía que se está planteando, el esquema MOR por sí solo no constituye una señal de largo plazo y la propuesta de productos anuales se acercaría más al mercado spot de corto plazo.

El Comité sugiere a la Comisión revisar también el período de planeación para que este sea variable, ejemplo fijar como mínimo seis (6) meses, puesto que no se justifica, que ante una oportunidad de contratación el mercado solo pueda reaccionar con una antelación de doce (12) meses.

d. Subasta

Hay dos elementos importantes en relación con el número de subastas y los montos a contratar en cada una de ellas. Por transparencia con los participantes, tanto compradores como vendedores, debería definirse el número de subastas a realizar, y las condiciones bajo las cuales se podría dar una subasta adicional en el período de planeación de un período de compromiso dado. De otro lado, es importante que se defina el porcentaje máximo de la demanda objetivo anual a subastar en cada proceso de compra, para evitar comportamientos que obliguen a realizar compras por porcentajes muy importantes en un solo proceso. El porcentaje que recomienda el Comité es el 25% como máximo en cada subasta, con lo cual se obtiene un número mínimo de 4 subasta al año.

Ahora bien, como ya sucedió en las oportunidades anteriores, es importante que la CREG ponga a disposición de los agentes, con anterioridad a la expedición de la resolución definitiva, el simulador de la subasta y realice talleres de capacitación para los Agentes, de manera que se entienda mejor la forma de operación y el mecanismo de fijación de los precios de cierre.

e. Impuestos

Como se dijo anteriormente, es muy importante que se revise nuevamente el efecto sobre los impuestos a pagar por las empresas, y en general, las cargas impositivas que impondría el nuevo esquema, así como la forma en que las empresas podrían recuperar dichos costos en las tarifas del servicio a cobrar a los usuarios finales.

En particular, es importante considerar el costo adicional que supone el flujo de dinero a través del Administrador del Mercado, ya que se induce una transferencia más del dinero, y se genera un Gravamen a los Movimientos Financieros adicional, que, si bien se establece en la Ley 1430 de

2010 el desmonte gradual de dicho gravamen, el mismo no se dará completamente hasta enero de 2018, período durante el cual el giro de dineros a través del ASIC tendrá un costo muy importante para el mercado.

La propuesta de la comisión obligaría por tanto al mercado a cancelar dos veces el impuesto del GMF, que para el Mercado Regulado, implica un costo adicional de cerca de 30.000 millones de pesos al año frente al costo que se asume actualmente mientras se desmonta dicho gravamen. Es importante recordar que, por el factor impositivo aplicable a los ingresos del ASIC por este concepto, cada peso que paga el ASIC por el GMF, lo recupera con una facturación de aproximadamente 1.5 veces dicho valor, lo cual implica que si el GMF es 4xmil, el costo para los agentes es de 6 x mil, lo cual quiere decir que no son dos veces, sino dos veces y media, lo que tendrían que pagar los agentes por el GMF. El Comité considera que este costo adicional iría en contra del principio de eficiencia económica y podría generar un incremento en los precios de oferta de los vendedores. Por el contrario, si se utiliza un mecanismo de liquidación y transacción similar al que se utiliza para cancelar los cargos por el STR's, este sobre costo se reduce prácticamente a la mitad, evitando así llevar ineficiencias a la formula tarifaria.

Algunas empresas del Comité consideran necesario que, una vez se asigne la subasta, en la cual los agentes vendedores participan en forma anónima para el resto del mercado, debería establecerse una relación bilateral en el momento de la liquidación, como ya se dijo, en forma similar a lo que se realiza para los STR's por parte del LAC, de forma que el flujo de dinero se realice directamente desde los pagadores a los acreedores del mismo, haciendo más eficiente el costo que supondría el flujo del dinero. Este mecanismo, por efectos de la Administración de las Garantías Financieras, como ya se indicó, debería compatibilizarse con los procedimientos para la presentación de dichos instrumentos por parte de los compradores, de forma que se otorguen garantías por parte de estos agentes a cada uno de los vendedores asignados en la subasta, en los días previos a la realización efectiva de las transacciones.

Por el contrario, otras empresas del Comité consideran que, dado que la aplicación del esquema tipo STR implica descubrir la identidad de los agentes que transan, generaría un procedimiento muy complejo y con la posibilidad de asignar subjetivamente calificaciones de riesgo por parte de los generadores a cada uno de los comercializadores, aspecto que constituye uno de los defectos que actualmente se observan en el proceso de convocatorias y que se pretende corregir con el MOR. En este sentido, consideran más conveniente revisar esquemas como el de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, ya que según se establece en la Ley de Valores, las transacciones a través de este sistema no estarían gravadas con el GMF, y como ya se dijo, podría servir como alternativa para la cobertura de las transacciones en el MOR.

f. Transición

Con respecto al periodo de transición, es necesario que la Comisión defina de manera explícita en la Resolución final, el tratamiento que se dará en el período de transición, las vigencias y fechas de aplicación.

Frente a la posibilidad planteada por la Comisión de Regulación en el taller realizado el día 30 de agosto de 2011, consistente en la definición de una fecha a partir de la cual se limitaría la posibilidad de comprar energía destinada al mercado regulado a través de contratos bilaterales de energía que se negocian a través de convocatorias públicas, conforme la Resolución CREG 020 de 1996 y sus modificaciones, es necesario conocer esta fecha lo antes posible.

Es importante anotar que se considera necesario que se respeten los procesos de compras que adelanten en su momento las empresas comercializadoras, ya que pueden existir negociaciones adelantadas por procesos licitatorios en curso, que derivarán en contratos, pero que aún no están preregistrados, y mucho menos registrados ante el ASIC.

Conforme la definición actual de Fecha de Registro de Contratos, existen muchos contratos que estando perfeccionados, no han culminado el preregistro, o que habiendo realizado este proceso, en el cual el ASIC conoce de ellos, no han iniciado operación comercial, y por ende, están pendientes de culminar el proceso de registro ante el ASIC. Sin embargo, para las partes, dichos contratos ya las obligan a su cumplimiento.

Finalmente, en este tema, se sugiere respetuosamente a la Comisión, dejar abierta la posibilidad de que en el futuro se vuelva a abrir convocatorias para el Mercado Regulado por parte de los comercializadores.

g. Traslado al usuario

Conforme la reglamentación vigente para el cálculo de la componente G en la fórmula del CU establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, actualmente no es posible trasladar los efectos de las ventas en bolsa que tenga un agente comercializador. Sin embargo, dado que en el esquema MOR los comercializadores no podrán gestionar su portafolio de contratación, es necesario entonces que la Comisión ajuste el mecanismo de transferencia de precios en la tarifa regulada, de manera que sea posible incluir las ventas de energía en bolsa. Lo anterior se sustenta en que durante la etapa de transición se puede presentar sobrecontratación debido a las contrataciones bilaterales vigentes.

5. TEMAS PENDIENTES POR REGULAR

Como se ha planteado por parte del Comité, para este y otros temas del mercado, es muy importante conocer las propuestas regulatorias sobre el Prestador de Última Instancia –PUI-, el

Índice de Patrimonio Técnico para la participación en el mercado, la regulación de casos especiales de oferta o competencia insuficiente en la subasta, y el Reglamento de Comercialización, entre otros de gran impacto y relación directa con el Mercado Organizado Regulado.

Adicionalmente, frente al tema de los límites para acceder al Mercado Libre o Mercado No Regulado, el Comité considera importante reiterar los efectos que la liberalización del mercado puede tener en otros temas como el costo de comercialización al usuario final regulado, y otros temas que se han señalado importantes a la hora de definir los niveles para acceso al Mercado No Regulado.

Igualmente, es importante que la Comisión considere que con la entrada del a propuesta MOR el usuario final percibe una señal de precio único sin diferenciación horaria, tanto en el caso regulado como en el no regulado, lo cual es un retroceso en término de incentivos para la gestión de la demanda. Dicha gestión permite optimizar el uso de la capacidad instalada y conduce a un uso eficiente de los recursos. Por lo anterior, se solicita no eliminar la señal horaria de los precios de la generación.

Finalmente, y sin depender de la aprobación o no del MOR, es importante que la Comisión revise los valores reconocidos en la actualidad en la tarifa a usuarios finales por los costos de las garantías financieras por la participación en el Mercado de Energía Mayorista. Se sugiere que la forma en que se trasladarían dichos costos a los usuarios, permita que el valor a trasladar dependa de las condiciones específicas de cobertura y costos de cada empresa, de forma que dichos costos reconocidos puedan ser debidamente auditados, y resulten valores acordes con la situación particular de cada una de las empresas.