RESOLUCION 96 DE 2008

(septiembre 9)

Diario Oficial No. 47.142 de 14 de octubre de 2008

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Por la cual se modifican parcialmente la Resolución CREG 004 de 2003 y Resolución CREG 014 de 2004.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que es deber del Estado, en relación con el servicio de electricidad, abastecer la demanda de energía nacional bajo criterios económicos y viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4° de la Ley 143 de 1994;

Que conforme a lo indicado en el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, y promover y preservar la competencia;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que la Decisión CAN 536 establece “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”;

Que el artículo 12 de la Decisión 536 establece que “El despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda de los países de la subregión equivalentes en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre países, de conformidad con las respectivas regulaciones”;

Que en cumplimiento de lo establecido en la Decisión CAN 536 y del proceso de armonización adelantado con el regulador del Ecuador la CREG adoptó la Resolución CREG 004 de 2003 y las demás normas que la modifican o complementan;

Que en comunicación con Radicado E-2008-004933 de junio de 2008 el ASIC remitió a la CREG la Resolución 055 de 2008, emitida por el Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador, Conelec, en la cual se modifica la forma de determinar el precio de liquidación de las exportaciones de energía hechas de Colombia hacia Ecuador bajo el esquema TIE. Conforme a la decisión del Conelec al precio a pagar por el mercado ecuatoriano por concepto de la importación no se le debe adicionar el cargo por potencia que remunera ese país a sus generadores internos;

Que durante los meses de julio y agosto de 2008 la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el Conelec se reunieron para analizar las modificaciones al esquema de liquidación de las TIE introducidas por la Resolución Colelec 055 de 2008, con el fin de mantener la armonización de los marcos regulatorios en el contexto de la Decisión 536;

Que el 20 de agosto de 2008 se reunieron el Ministro de Minas y Energía de Colombia y el Ministro de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador, a fin de encontrar mecanismos que permitieran seguir avanzando en la armonización regulatoria. Particularmente se analizó el tratamiento del cargo de potencia en Ecuador y del cargo por confiabilidad en Colombia en las transacciones internacionales de electricidad;

Que en la citada reunión de Ministros se acordó una modificación en el tratamiento del cargo por potencia en Ecuador y del cargo por confiabilidad en Colombia, de tal manera que en los criterios de decisión de los intercambios y en la liquidación de las transacciones no se contemplen estos conceptos;

Que una vez hechos los análisis se encontró necesario ajustar la Resolución CREG 004 de 2003 de tal forma que las transacciones internacionales de electricidad se continúen realizando en condiciones de eficiencia sin considerar el cargo por confiabilidad;

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 3 del artículo 2° de la Resolución CREG 097 de 2004, las normas contenidas en la presente resolución no están sometidas a las disposiciones sobre publicidad de proyectos de regulaciones previstas en el artículo 9° del Decreto 2696 de 2004, por razones de oportunidad dada la importancia de adoptar las medidas acá contenidas en el menor plazo posible conforme al acuerdo alcanzado por los señores Ministros en la reunión del día 20 de agosto de 2008;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión número 387 del 9 de septiembre de 2008, acordó expedir la presente resolución,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Modificación de la definición "precio de importación para liquidación" contenida en el artículo 3° de la Resolución CREG 004 de 2003*. La definición "precio de importación para liquidación" en el artículo 3° de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

*"**Precio de importación para liquidación.** Precio que paga el mercado importador equivalente al precio marginal del mercado menos el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), resultante de su despacho ideal, que incluye el Precio*

de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación de los otros países, incrementado por los cargos regulatoriamente reconocidos asociados con la generación y por el respectivo Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad".

Artículo 2°. *Modificación del artículo 7° de la Resolución CREG 004 de 2003.* El artículo 7° de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

"*Artículo 7°. Programación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.* ***Para la realización del Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, se deberán ejecutar los siguientes pasos:***

Paso 1°. ***El Centro Nacional de Despacho, CND, diariamente deberá poner a disposición de los operadores de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones de la presente resolución, y antes de las 13:00 horas, la curva horaria de Precios de Ofertas en el Nodo Frontera para Exportación, y el Precio Máximo de Importación, con el fin de que estos sean considerados dentro del proceso de Despacho Económico Coordinado, para determinar las TIE, a través de los enlaces internacionales entre dichos sistemas.***

Paso 2°. ***Entre las 13:00 y las 13:05, el CND considerará la información suministrada por los otros operadores, y mediante un procedimiento automático, determinará la activación o no de una Transacción Internacional de Electricidad de Corto Plazo, TIE, comparando el Precio Máximo para Importación y la Curva de Precios de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de estos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano y el correspondiente Costo Equivalente en Energía, CEE.***

La expresión a utilizar es la siguiente:

*(PIki-(PONEQXEi + CEE+ Cargos G))*100/(PONEQXEi + CEE + Cargos G)>Umbral*

Donde:

PIki: Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.

PONEQXEi: Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.

CEE: Costo Equivalente en Energía.

Cargos G: Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.

Umbral: Porcentaje para determinar la máxima desviación aceptada entre los precios de oferta en los nodos fronteras para exportación y el Precio Máximo de Importación, que se utilizará para decidir una importación a través de las TIE.

Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%. Dicho valor podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el ASIC informará el día veinte (20) calendario de cada mes a la CREG los valores estimados de cada una de las variables involucradas, así como los correspondientes valores reales para el mes anterior.

Una TIE de importación se activa si se cumple la desigualdad anterior y si el ASIC ha informado al CND, que se han constituido las garantías exigidas en la presente resolución.

En el caso de una solicitud de una TIE de exportación desde Colombia por parte de un operador de otro país, esta se activa si el ASIC ha informado al CND, que se dispone de las garantías exigidas en la presente resolución.

***Paso 3°.** Si se activa una TIE, el Centro Nacional de Despacho, CND, entre las 13:05 y las 13:35 horas, realizará un despacho programado, conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución 062 de 2000, o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen; tomando como un recurso de generación, los PONEQXEi más el Costo Equivalente en Energía, CEE, más los Cargos G y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los Cargos G corresponden en la actualidad a los costos derivados de los siguientes conceptos:*

i) Servicios CND, SIC y AGC, y

ii) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI.

Los cargos CND-SIC se calcularán a prorrata de la capacidad máxima del enlace internacional, y el AGC, se estimará a prorrata de las holguras asignadas a la generación (Anexo 5). A las 13:35, informará a los otros operadores la cantidad dispuesta a importar.

***Paso 4°.** Entre las 13:35 y las 14:05 horas, utilizando las declaraciones de precios y cantidades programados para importar por Colombia, y los nuevos precios y cantidades programados para importar desde Colombia reportados por los otros operadores al Centro Nacional de Despacho, CND. Se llevará a cabo un nuevo Despacho Programado.*

***Paso 5°.** Entre las 14:05 y las 14:15 horas, el CND deberá informar a los demás operadores y recibir de estos, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deberán ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este período, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el Paso 2°.*

Si como resultado del Paso 5° se presentan variaciones en las declaraciones de importación reportadas en el Paso 3°, por parte de los otros operadores, el CND procederá a realizar el Despacho Programado con dichos ajustes. Este Despacho deberá ser informado a los operadores de los otros sistemas, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas.

***Parágrafo 1°.** Los procedimientos y medios de intercambio de información, serán establecidos dentro del Acuerdo Operativo suscrito por el Centro Nacional de Despacho, CND, y cada uno de los operadores de los otros países.*

Parágrafo 2°. *En los casos para los cuales la información definida en el presente artículo no sea suministrada en los términos aquí establecidos, el Centro Nacional de Despacho, CND, no procederá a la programación de Exportaciones o Importaciones de Electricidad de Corto Plazo, dentro del proceso de despacho programado o redespacho.*

Parágrafo 3°. *En caso de presentarse un empate entre los precios considerados en los despachos programados en el proceso de Despacho Económico Coordinado, el Centro Nacional de Despacho, CND, aplicará un criterio aleatorio igual al aplicado para el Despacho Programado, como regla de desempate.*

Parágrafo 4°. *El CND podrá modificar los horarios establecidos para llevar a cabo los procesos de Despacho Económico Coordinado establecidos en este artículo, siempre y cuando no se supere la hora fijada para su finalización (14:45 horas).*

Parágrafo 5°. *Ante una contingencia o cambio en las condiciones en alguno de los sistemas de los países interconectados, que implique una variación en la capacidad del Enlace Internacional, los operadores de los sistemas eléctricos deberán ajustar de forma coordinada la capacidad de importación y exportación del enlace; que se reflejará en las curvas de oferta del Precio de oferta en el nodo frontera para exportación PONE, para los despachos programados del día siguiente en adelante. Esto sin perjuicio de los redespachos generados durante la operación diaria de los Sistemas. Dicha capacidad deberá ser la máxima posible técnicamente y solo podrá ajustarse por cambios en condiciones operativas, con el objetivo de mantener la calidad y seguridad en los sistemas interconectados".*

Artículo 3°. Modificación del artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 10 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 10. Condiciones de Redespachos por Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador o por Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia.** Para determinar los valores a los cuales se genera un redespacho de una TIE de importación por Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador o por Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia, se deberá considerar la siguiente expresión:*

*(PIki - (PONEQXE i+ CEE + Cargos G)) * 100/(PONEQXEi+CEE + Cargos G) > Umbral*

Donde las variables se conservan según la definición y criterio contenido en el artículo 7°, con excepción del PONEQXEi, que es el nuevo valor reportado por el operador del país exportador y que se utilizará en caso de una Variación en el Precio Nodal de Oferta del País Exportador; y PIki, que es calculado estimando el nuevo precio de bolsa resultante de un predespacho ideal y que se utilizará en caso de una Variación en el Precio Máximo de Importación de Colombia.

Los períodos y términos aplicables al redespacho de una transacción de electricidad de Corto Plazo para exportaciones e importaciones serán los previstos en la regulación vigente para los redespachos".

Artículo 4°. Modificación del artículo 11 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 11 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 11. Programación de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo para Suplir Generación de Seguridad con Importaciones**. Se permitirán las importaciones de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica a través de una TIE, siguiendo los procedimientos establecidos en los artículos 5° y 6° de la Resolución CREG 004 de 2003, y siempre que los precios ofertados por el país exportador adicionados con el Costo Equivalente en Energía, CEE y con los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano no superen el costo de racionamiento para el primer escalón del Sistema Eléctrico Colombiano, conforme con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 119 de 1998 o aquellas que la modifiquen, adicionen o complementen, en cualquiera de las siguientes condiciones:*

i) Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional;

ii) Cuando no se haya programado una TIE previamente por el Enlace Internacional.

En todos los casos, la programación de una TIE de importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir las ofertas horarias de precios y cantidades del otro país en el Despacho Programado, de la siguiente manera: el precio horario corresponderá al precio de oferta declarado en el nodo frontera por el país exportador adicionado con el Costo Equivalente en Energía, CEE y con los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano y la cantidad ofertada será el menor valor que resulte de comparar la capacidad de importación del enlace internacional y la cantidad de electricidad que esté dispuesto a exportar el sistema eléctrico del otro país, según las curvas PONE entregadas por cada país, en el procedimiento de despacho económico coordinado".

Artículo 5°. Modificación del artículo 8° de la Resolución CREG 014 de 2004. El artículo 8° de la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 8°. Tratamiento de Ofertas de Precios para Exportación del otro país, superiores al Costo de Racionamiento.** Cuando la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación del Otro País, Curva de Escalones PONEQxE más los cargos G y más el Costo Equivalente en Energía, CEE, tenga segmentos que superen el costo del primer escalón de racionamiento, el CND considerará para estos segmentos, una disponibilidad del enlace internacional igual a cero".*

Artículo 6°. Modificación del artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 23. Garantías.** Con el fin de cubrir el monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE, todos los agentes que realicen compras horarias de energía en la Bolsa deberán pagar anticipadamente, el valor estimado de las importaciones semanales que se realicen desde los mercados de los países de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente resolución.*

Para el efecto, semanalmente, el ASIC deberá:

i) Estimar las cantidades de electricidad a importar de los otros sistemas, según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales. Esta estimación tendrá una actualización

semanal, y contará con un balance neto cada mes. Este ajuste mensual final, al monto de las garantías semanales estimadas, se hará a partir de los resultados de la segunda liquidación, para efectos de facturación;

ii) Estimar el Monto total semanal de garantías a asignar a los agentes del mercado colombiano, para respaldar las importaciones de electricidad, a través de los enlaces internacionales, teniendo en cuenta el valor del literal anterior y el Precio promedio ponderado horario de Bolsa menos el Costo Equivalente de Energía, según el parágrafo uno del presente artículo;

iii) Determinar la participación de cada uno de los agentes en las compras horarias de energía en la Bolsa; según lo definido en el parágrafo 6° del presente artículo. Con estos valores, el ASIC asignará a los agentes el valor de las garantías estimadas, a prorrata de su participación;

iv) Realizar los ajustes al monto semanal de garantías que debe realizar cada agente de acuerdo con los resultados reales de la semana de operación, obtenidos de las lecturas de los medidores y los precios reales disponibles según la regulación vigente;

v) El valor en dólares del pago anticipado será calculado por el ASIC con la tasa de cambio para compra de divisas que sea acordada, por este y el intermediario del mercado cambiario, para el día en el que se intercambie la información con el Administrador del mercado exportador.

Parágrafo 1°. *Para el cálculo del Monto Semanal de Garantías (MSG), para respaldar importaciones a realizar a través de un enlace i, el ASIC aplicará la siguiente fórmula:*

CONSULTAR ECUACION EN EL IMPRESO ORIGINAL O EN FORMATO PDF

Donde:

MSGs+2,i: Monto Semanal de Garantías para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace i, para la semana S+2.

i: Enlace a través del cual se harán las importaciones de electricidad a garantizar.

PMs-1,h: Precio promedio ponderado horario de Bolsa de la semana S-1.

CEEs-1: Ultimo valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana S-1.

S: Semana en que se realiza la estimación de las garantías.

MXTi,h,s+2: Máxima transferencia horaria por el enlace i estimadas para la semana S+2, según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales.

h: Hora.

El monto total a garantizar corresponde a la sumatoria de los MSG de todos los enlaces internacionales.

Parágrafo 2°. *El ASIC para llevar a cabo la actualización semanal hará ajustes al cálculo del Monto Semanal de Garantías, MSG; para cada enlace i, procederá así:*

Primer ajuste semanal. *El primer ajuste semanal se debe realizar el día viernes de la semana S+2 considerando las transacciones TIE reales efectuadas durante los primeros seis (6) días de operación de la semana S+2 utilizando la siguiente expresión.*

CONSULTAR ECUACION EN EL IMPRESO ORIGINAL O EN FORMATO PDF

Donde:

IMAGEN : Primer ajuste a la semana S+2 de operación, para el enlace i.

Sum(RTh,i): Suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, resultado de las lecturas de los medidores reportados conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-006 de 2003, para los primeros seis (6) días de operación de la semana S+2, y para el séptimo día se utilizarán los valores estimados para la MXT.

Ph,s+2: Precio horario de Bolsa para los primeros cinco (5) días de la semana S+2, para los días seis (6) y siete (7) de esta semana, el P corresponderá al máximo precio horario liquidado para este tipo de día calendario, durante los primeros cinco (5) días de operación de dicha semana.

CEEs+2: Ultimo valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana S+2

Segundo ajuste semanal. *El segundo ajuste semanal se deberá realizar el día viernes de la semana (S+3), considerando el procedimiento establecido para el primer ajuste semanal descrito anteriormente y utilizando la suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, los precios horarios de Bolsa de las transacciones TIE reales para la semana S+2 resultantes de la segunda liquidación para dicha semana y el último valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana S+2.*

Parágrafo 3°. *La sumatoria de los ajustes semanales al MSG para cada uno de los enlaces, serán considerados como faltantes o excedentes netos para la determinación del MSG de la nueva semana de operación.*

Parágrafo 4°. *Para cada agente, el ASIC conciliará las diferencias asignadas a cada uno, presentadas entre las transacciones TIE reales, ya sean en mérito o fuera de mérito, y los pagos por garantías efectuados por el agente durante el mes.*

Una vez realizado el ajuste final mensual este deberá ser informado a cada uno de los agentes, antes de la fecha de vencimiento, con independencia de la fecha de pago de las diferencias que existan a favor o en contra de los mismos, o del cruce de cuentas autorizado por los agentes.

El ASIC podrá reaplicar pagos para cubrir obligaciones resultantes de la aplicación de la Resolución CREG-007 de 2003 u otras obligaciones a cargo del mismo en el MEM, con previa autorización del agente, para lo cual podrá utilizar los recursos disponibles correspondientes a los excedentes de las garantías asignadas por concepto de TIE.

Parágrafo 5°. *Para efectos del pago anticipado de las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, TIE, las semanas iniciarán el día sábado y terminarán el día viernes.*

Parágrafo 6°. *El ASIC determinará el porcentaje de participación de cada uno de los agentes en las compras horarias de energía en Bolsa, que servirá para asignar la participación en el monto de garantías de las TIE, así:*

$$\% \text{ Agentej, } s+2 = (VOBs+2/ÓVOBs+2) * 100$$

% Agentej,S+2: Porcentaje de participación en garantías de las TIE para la semana s+2 del agente j.

VOBs+2: Valor en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa para cada agente, estimado utilizando la información de fronteras y contratos registradas por el agente para la semana s+2 y el precio de bolsa liquidado para la semana s-1, sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.

Ó*VOBs+2: Sumatoria de los valores en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa de todos los agentes, estimados utilizando la información de fronteras y contratos registradas por todos los agentes para la semana s+2 y el precio de bolsa liquidado para la semana s-1, sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.*

Parágrafo 7°. *El ASIC informará a los agentes el viernes de cada semana, a más tardar a las 15:00 horas, el monto del pago anticipado que deben efectuar para garantizar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo TIE, de la semana S+2.*

Parágrafo 8°. *El ASIC, en los Acuerdos Comerciales que suscriba con los otros administradores de los mercados de electricidad de los otros países, tendrá en cuenta el procedimiento previsto en este artículo para el cálculo de los pagos anticipados semanales que depositarán los agentes en una cuenta independiente mediante cheque o mediante transferencia electrónica".*

Artículo 7°. Modificación del Artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 28 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 28. Liquidación de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.***

Las liquidaciones de las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo –TIE-, se realizarán por los administradores de los mercados utilizando los precios reales de exportación e importación y demás variables necesarias, que se obtengan como resultado de la segunda liquidación, de conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista.

Parágrafo 1°. *Para efectos de la liquidación de las TIE, el ASIC no considerará transacciones por fracciones de hora, es decir, la liquidación se hará con el resultado neto de exportaciones e importaciones de electricidad realizadas a través de cada uno de los enlaces internacionales en periodos horarios con las lecturas de los medidores ubicados en los nodos de frontera de exportación.*

Parágrafo 2°. *En el caso de una importación del mercado colombiano, el ASIC recibirá del administrador del mercado exportador, los valores reales de su Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación (PONEQXE,i), resultado de la segunda liquidación, el cual será utilizado para obtener el precio de bolsa colombiano, aplicando las disposiciones contenidas en el Artículo 43 de la Resolución CREG 004 de 2003. Una vez obtenido este precio, el ASIC aplicará el mayor valor entre el Precio de Importación para Liquidación de TIE, definido en el artículo 3° de la misma resolución, descontando los cargos G liquidados, y el precio real de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del otro país informado por el administrador del mercado exportador.*

En el caso de una exportación del mercado colombiano, el ASIC enviará al administrador del mercado importador, el valor del PONEQX,i, que deberá considerar tanto la forma de asignación prevista en la regulación vigente, como los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el Artículo 5° de la Resolución CREG 004 de 2003. El valor del PONEQX,i, será informado al administrador del país importador para que esta obtenga su Precio de Importación para Liquidación.

Parágrafo 3°. *En el caso de una importación del mercado colombiano que se haya producido para suplir Generación de Seguridad fuera de mérito esta será remunerada al país exportador, utilizando el precio de oferta en el nodo frontera para exportación, informado por el administrador del país exportador, resultante de su segunda liquidación. En este caso el Precio de Reconciliación Positiva aplicado a este recurso será el precio de oferta en el nodo frontera para exportación, informado por el administrador del país exportador, resultante de su segunda liquidación, adicionado con el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad y con los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano.*

En el caso de una exportación de electricidad del mercado colombiano que se haya producido para suplir Generación de Seguridad en el país importador, el ASIC liquidará y facturará dicha exportación, al precio horario que será el máximo valor entre el precio de exportación que deberá considerar los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG-004 de 2003, y el precio marginal del mercado de corto plazo del mercado importador más la totalidad de los costos, distintos al Valor energizado del Precio Unitario de Potencia, VEPUP, reconocidos regulatoriamente a los generadores en dicho mercado, todos resultantes de la segunda liquidación.

Parágrafo 4°. *Para efectos del cálculo del Costo Equivalente Real de Energía y del Valor a Recaudar del Cargo por Capacidad se incluirán las importaciones de electricidad, realizadas a través de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.*

Parágrafo 5°. *Para efectos de la liquidación de los cargos asociados con la generación (Cargos G), que se distribuyen con base en la capacidad efectiva registrada ante el ASIC, se considerará que los enlaces internacionales tendrán una capacidad efectiva equivalente*

al promedio de la importación del respectivo mes, que se hubiera realizado utilizando el Despacho Económico Coordinado.

Parágrafo 6°. *En caso de no programarse una TIE a través de un enlace internacional, la máxima desviación admisible en el flujo horario por el enlace estará limitado al 1% de la capacidad máxima de transferencia del mismo, determinada por los operadores de los mercados regulatoriamente integrados. Esta desviación será remunerada al precio de oferta en el nodo frontera para exportación del país que exporte.*

Parágrafo 7°. *En caso de importaciones de electricidad por parte del sistema eléctrico colombiano, el ASIC al finalizar cada mes de operación efectuará un ajuste final de transacciones TIE, denominados Saldos Netos TIE, a partir de la diferencia entre la liquidación final con la cual se realiza la factura, ajustada con los precios informados por el Administrador del Mercado Exportador para facturación y los valores obtenidos de la segunda liquidación.*

Los Saldos Netos TIES, valores netos deficitarios o superavitarios resultantes del ajuste final de transacciones TIE definidos en este parágrafo, se asignarán de la siguiente manera:

i) Para cada período horario, por la cantidad de las importaciones que se destinen a cubrir generación cuyo precio resultante de la segunda liquidación esté fuera de mérito en la liquidación de facturación, se asignarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 45 de la Resolución CREG-004 de 2003;

ii) Para cada período horario cuyo precio de la energía de importación que se obtiene de la segunda liquidación resulte en mérito en la liquidación de facturación, serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores a prorrata de su participación en las compras horarias de energía en Bolsa".

Artículo 8°. Modificación del artículo 29 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 29 de la Resolución CREG 004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

*"**Artículo 29. Facturación y Administración de Cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.** La facturación y administración de cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo serán realizadas por el ASIC aplicando la regulación vigente para las transacciones en el mercado de energía mayorista, de la siguiente manera:*

En el caso de una exportación del mercado colombiano, el precio horario que se utilizará para facturar al mercado importador será el máximo valor entre el precio de exportación que deberá considerar los valores reales de cada uno de los componentes del Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG-004 de 2003, y el precio marginal del mercado de corto plazo del mercado importador más la totalidad de los costos, distintos al Valor energizado del Precio Unitario de Potencia, VEPUP, reconocidos regulatoriamente a los generadores en dicho mercado.

La facturación mensual a los agentes colombianos deberá incluir tanto los ajustes que se deriven por concepto de una exportación TIE, como los Saldos Netos TIE, producto de una importación. Los valores superavitarios o deficitarios de los ajustes, por concepto de una exportación TIE serán aplicados a los agentes comercializadores y generadores, de

conformidad con la reglamentación vigente para las transacciones del mercado mayorista. En el caso de los Saldos Netos TIE, su asignación se hará conforme lo previsto en el parágrafo 7° del artículo 28 de la Resolución CREG-004 de 2003.

Sólo se permitirán ajustes a la factura dentro del plazo previsto por las normas cambiarias y aduaneras.

El ASIC definirá los procedimientos y procesos detallados a aplicar para efectos del perfeccionamiento, facturación y administración de cuentas de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.

Para la Administración de Cuentas el ASIC diseñará un mecanismo a partir de las liquidaciones para las transacciones en el mercado mayorista que le permita manejar balances independientes y separar de los pagos totales que resulten a cargo de los agentes participantes en la Bolsa de Energía, las obligaciones derivadas de las Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo.

El ASIC será responsable de cumplir con todas las obligaciones Aduaneras y Cambiarias derivadas de la ejecución de las Transacciones Internacionales de electricidad de Corto Plazo, teniendo en cuenta el Estatuto Aduanero y el Régimen de Cambios Internacionales vigentes y las normas que los modifiquen, adicionen o complementen".

Artículo 9°. Modificación del Artículo 43 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 43 de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

*"**Artículo 43. Determinación del precio de bolsa.** El siguiente aparte del numeral 1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de1995, quedará así:*

Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía

En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía; este precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad. Dentro de este proceso las importaciones provenientes de las TIE, serán consideradas como un recurso con precio de oferta igual al Precio de Oferta del país exportador, en su Nodo Frontera para exportación, al cual se le deben adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo Frontera hasta el STN, si son del caso, el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, asignándole además una disponibilidad comercial equivalente a la importación real ".

Artículo 10. Modificación del artículo 44 de la Resolución CREG 004 de 2003. El artículo 44 de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

*"**Artículo 44. Determinación del Despacho Ideal.** El Numeral 1.1.1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:*

1.1.1.1 Determinación del Despacho Ideal.

El Despacho Ideal considera el precio de oferta en Bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos, y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país

exportador, a los cuales se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso, el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial de esta será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado.

El Despacho Ideal se determina por medio del programa de Despacho Económico, el cual se ejecuta todos los días a posteriori al de la operación real del sistema, sin tener en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, para atender la demanda total del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante se denomina Despacho Ideal, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema".

Artículo 11. Ajuste a los respectivos acuerdos comerciales y operativos. De conformidad con las modificaciones que se establecen en esta resolución, XM S. A. ESP, como empresa a cargo de los servicios del CND y ASIC, efectuará con su homólogo en Ecuador los ajustes necesarios a los Acuerdos Comerciales y Operativos vigentes.

Artículo 12. Vigencia y aplicación. Esta resolución rige a partir de su publicación en el ***Diario Oficial*** y deroga las disposiciones que le sean contrarias. Las disposiciones aquí contenidas serán aplicables al cálculo de garantías y a las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo, TIE, que se realicen a partir del día siguiente a la modificación de los acuerdos operativos y comerciales suscritos entre los administradores de los sistemas según lo establecido en el artículo anterior.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., 9 de septiembre de 2008.

El Presidente,

Manuel Maiguashca Olano.

Viceministro de Minas y Energía, Delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Hernán Molina Valencia.