COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014
TELÉFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-112-2018, emitida el diecinueve de diciembre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

"RESOLUCIÓN CRIE -112-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO

I

Que el 16 de noviembre del año 2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la Resolución CRIE-NP-19-2012, mediante la cual aprobó la "*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*", la cual contiene las bases normativas para la implementación del Régimen Tarifario de la Red de Transmisión Regional (RTR), en aplicación sustitutiva de los numerales 9.3 y 9.4 del Capítulo 9 "*Régimen Tarifario de la RTR*" y del Capítulo 12 "*Sistema de Liquidación*", ambos del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

II

Que el 20 de noviembre de 2014, mediante resolución CRIE-35-2014, la CRIE modificó la "*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*", establecida mediante la Resolución CRIE-NP-19-2012, en los siguientes términos: a) Se homologaron los conceptos entre la metodología CRIE-NP-19-2012 y el procedimiento de Contratos Firmes y Derechos Firmes vigente en ese momento, y b) Se incluyeron cargos a los agentes transmisores propietarios de las instalaciones RTR y a los OS/OMS en el caso de las instalaciones que no pertenecen a la RTR.

III

Que el 15 de febrero de 2018, la CRIE emitió la resolución CRIE-31-2018, mediante la cual modificó la "*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*", establecida mediante la Resolución CRIE-NP-19-2012; y b) El Anexo 1 del Anexo A del "*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*", establecido mediante Resolución CRIE-07-2017, modificado mediante Resolución CRIE-18-2017.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

IV

Que el 30 de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE mediante la resolución CRIE-80-2018, ordenó el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 06-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la "PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018."

V

Que dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 5 al 19 de septiembre de 2018, se presentaron observaciones por 39 entidades siendo éstas las siguientes: 1. Empresa Propietaria de la Red –EPR-; 2. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica –ENATREL- de Nicaragua; 3. Centro Nacional de Despacho -CND- de Panamá; 4. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador; 5. Consejo Nacional de Energía – CNE- de El Salvador; 6. Empresa Nacional de Energía Eléctrica –ENEE- de Honduras; 7. Enel Fortuna, S.A. de Panamá; 8. Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua; 9. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua: 10. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica –GGUEE- de Guatemala; 11. Defensoría del Consumidor de El Salvador; 12. Puerto Quetzal Power de Guatemala; 13. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET- de El Salvador; 14. Enel Green Power, S.A. de Guatemala; 15. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua; 16. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala; 17. Orazul Energy Guatemala y Cía, S.C.A de Guatemala; 18. Poliwatt Limitada de El Salvador; 19. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa –CEL- de El Salvador; 20. Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica –ASCEE- de Guatemala; 21. Monte Rosa, S.A. de Nicaragua; 22. Pantaleón, S.A y Concepción, S.A de Guatemala; 23. Jaguar Energy Guatemala LLC de Guatemala; 24. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala –ACI- de Guatemala; 25. Excelergy, S.A. de C.V. de El Salvador; 26. Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER –SE CDMER-; 27. Energía del Istmo, S.A. de C.V. de El Salvador; 28. Compañía Eléctrica del Sur, S.A de C.V. de Honduras; 29. Administrador del Mercado Mayorista – AMM- de Guatemala: 30. Agro Comercializadora del Polichic, S.A. de Guatemala; 31. Renace, S.A. de Guatemala; 32. Ente Operador Regional –EOR-; 33. Asociación Nacional de Generadores – ANG- de Guatemala; 34. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala; 35. Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- de Guatemala; 36. Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A. de Guatemala; 37. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. de El Salvador; 38. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de Guatemala; y 39. Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. –EDECSA- de El Salvador.

VI

Que las Gerencias de Mercado y Jurídica, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del procedimiento de consulta pública, mediante informe identificado como GM-10-85-2018 / GJ-155-2018 del 10 de octubre de 2018, consideran adecuado acoger parte de ellas y en consecuencia introducir ajustes a la propuesta sometida al proceso de consulta pública.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.

II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, entre los objetivos generales de la CRIE se encuentran "*a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento...*" Asimismo, el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, entre otras, las siguientes facultades: "*a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercados. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado.*"

III

Que la "*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018*", tiene como objeto que toda generación de los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) derivados del pago de Rentas de Congestión (RC) y abastecimientos no óptimos de energía requeridas de los Contratos Firme (CF), que sobrepase los recursos económicos generados por el MER (CVT MER) y que son provocados por restricciones de los mercados y sistemas nacionales de electricidad, que afectan las capacidades de transmisión regionales, sean asignados a dichos mercados nacionales, sin afectar al resto de mercados nacionales no responsables.

IV

Que esta Comisión sometió al proceso de consulta pública la referida propuesta de modificación regulatoria, procedimiento identificado como 6-2018, dentro del cual se recibieron observaciones y comentarios de 39 participantes, indicados en el resultando V de la presente resolución, habiendo sido éstas valoradas y analizadas, considerándose apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustar en lo pertinente dicha propuesta. En virtud de lo anterior, resulta procedente aprobar dichas modificaciones tal y como se dispondrá, teniéndose como respuesta a sus observaciones lo indicado

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

en el informe GM-10-85-2018 / GJ-155-2018 del 10 de octubre de 2018, el cual forma parte de la presente resolución.

V

Que la Junta de Comisionados de la CRIE, en sesión a distancia llevaba a cabo el 19 de diciembre de 2018, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones planteadas por los participantes dentro del procedimiento de consulta pública, acordó aprobar la *Modificación de la Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018,* de la forma que se detalla en la parte resolutiva de la presente resolución.

POR TANTO:

La CRIE, con base en lo considerado, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE,

RESUELVE:

PRIMERO. MODIFICAR la "*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional*" establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 modificada mediante las resoluciones CRIE-35-2014 y CRIE-31-2018, cuyo detalle se encuentra anexo a la presente resolución y es parte integral de ésta, las cuales entrarán en vigencia a partir del veinticuatro de diciembre de 2018.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable, procedimiento que deberá presentar para la aprobación de esta Comisión a más tardar en un plazo de 30 días calendario contados a partir de la notificación de la presente resolución. Para este fin deberá considerar los siguientes eximentes de responsabilidad:

i) Emergencia debidamente justificada y calificada por el EOR;
ii) Fuerza mayor debidamente justificada, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE; y,
iii) Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales.

TERCERO. APLICACIÓN TRANSITORIA. Por única vez, a partir del veinticuatro de diciembre de 2018 y en aplicación de lo establecido en el literal "a" del cuarto párrafo del numeral 3.2 de las modificaciones aprobadas en la presente resolución, el EOR deberá determinar los montos por CARN y la identificación de los mercados nacionales responsables, concluyendo esta labor a más tardar el último día del mes de junio de 2019, para que sean aplicados a partir del uno de julio de 2019 a la Compensación Mensual del MER (CMM), conforme lo establecido en el literal "c" del mismo párrafo antes mencionado.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

CUARTO: INSTAR a los Reguladores Nacionales, OS/OMs y Autoridades Nacionales Competentes que registran, autorizan o certifican las Máximas Energías Firmes a las que se refiere al numeral 2.1 del Anexo A de la Resolución CRIE-07-2017, al cumplimiento, entre otros, de lo siguiente:

> Que dentro del alcance de las Máximas Energías Firmes registradas, autorizadas o certificadas y de conformidad con lo establecido en los numerales 5.12 y 5.13 del Libro II del RMER, realicen las coordinaciones y comunicaciones en forma oportuna con el Ente Operador Regional, en aquellos casos que sea posible y necesario, limitar las declaraciones diarias de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes, considerando para cada país la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes, conforme al numeral 2.1 del Anexo A de la Resolución CRIE-07-2017. Para tal efecto se deberá tomar en cuenta las consideraciones operativas de seguridad y calidad identificadas y advertidas a los agentes en el proceso de registro, autorización, o certificación de las Máximas Energías Firmes, a fin de proporcionar beneficios a los habitantes de la región, mediante un abastecimiento oportuno de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes regionales; y de cumplir con los requisitos de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación regional y nacional.

QUINTO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE."

Quedando contenida la presente certificación en ciento cincuenta y nueve (159) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día viernes veintiuno (21) de diciembre de dos mil dieciocho.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANEXO 1

Propuesta de modificación de la "*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*" establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012

1. Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 y 11.6, cuyo texto dirá:

"3.2 Cuenta General de Compensación (CGC).

La Cuenta General de Compensación del MER tiene como objeto la consolidación de todos los productos financieros derivados de:

a) La programación de transacciones regionales en concepto de *CVT neto después de descontar los pagos a los DT*.
b) Las asignaciones de Derechos de Transmisión en concepto de *Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión* (IVDT).
c) Los ingresos mensuales remanentes entre el monto de pago por los Cargos Complementarios y el pago de los IARM a los Agentes Transmisores.
d) Los pagos de los Ingresos Autorizados Regionales mensuales (IARM), de las instalaciones de la Línea SIEPAC y de las instalaciones establecidas en el literal "c" del numeral 9.2.1 del Capítulo 9 "Régimen Tarifario de la RTR" del Libro III del RMER.
e) La aplicación de compensaciones mensuales del MER a los Cargos Complementarios de la Línea SIEPAC.

El EOR asignará mensualmente todos los *CVT neto después de descontar los pagos a los DT* determinados para cada instalación de transmisión y para cada periodo de mercado a la CGC, incluyendo el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.

El EOR asignará mensualmente todos los *Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión* (IVDT) determinados para cada instalación de transmisión y para cada periodo de mercado a la CGC, incluyendo el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.

Se establecerá el *Costo Asociado a Restricciones Nacionales* (CARN), como el monto que resulte deudor a la *CGC* en concepto de *CVT neto después de descontar los pagos a los DT*, para el caso donde dicho CVT sea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de condiciones generadas por los mercados o sistemas

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

eléctricos nacionales, que restrinjan la *Capacidad Operativa de Transmisión*, produciéndose que; a) las *Rentas de Congestión* (RC) de los *Derechos Firmes* resulten mayores que los *Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos* (CMORC) pagados por los *Contratos Firmes* (CF) o b) que las *Energías Requeridas* de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF. para lo cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:

a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por las condiciones antes indicadas y la identificación de los mercados nacionales responsables.
b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada semestre del año.
c) Cada mes, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC, se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales responsables, y un incremento a los CMM del resto de demandas de los mercados nacionales no responsables, con base al valor acumulado semestralmente del CARN conforme el numeral 3.3.2.1 de la presente metodología.
d) En aquellos casos en que el monto del CARN de un mercado nacional sea superior a su correspondiente CMM, la diferencia incrementará el CC de la demanda correspondiente.
e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados.
f) Cuando los CC pagados por las demandas superen los montos de los IARM, para un mes determinado, el monto remanente será traslado a la CGC.
g) Los CARN serán incluidos en el *DTER* correspondiente con sus respectivos anexos.

El EOR administrará los fondos de la CGC y los productos financieros reconocidos por la *entidad financiera encargada de la liquidación del MER*, y remitirá de forma mensual a la CRIE, un Informe Financiero de la CGC, el cual deberá ser publicado por el EOR en su página de internet, que contenga un balance mensual del fondo, incluyendo al menos lo siguiente:

a) El saldo inicial
b) Montos ingresados por tipo de productos financieros especificados en el primer párrafo de este numeral
c) Montos pagados a cada agente transmisor
d) Si por algún motivo la CGC no es suficiente para pagar los IARM de este tipo de instalaciones, en dicho informe se deben indicar las cuentas por pagar a cada agente transmisor.
e) En caso de morosidad, se informará sobre las cuentas por cobrar y sus respectivos intereses.
f) Intereses financieros devengados de la CGC
g) El saldo final
h) La tasa de variación mensual del saldo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Esta información deberá ser remitida a la CRIE dentro de 5 días hábiles del mes siguiente del cierre, de acuerdo al calendario de conciliación, adjuntando los movimientos de las cuentas asociadas a la CGC registrados en su contabilidad y las conciliaciones bancarias correspondientes de los saldos de la CGC, así como también, la documentación de respaldo correspondiente (*Estados de Cuentas, auxiliares contables, balances de comprobación, etc...*).

Con una periodicidad trimestral el EOR deberá presentar a la CRIE un análisis del comportamiento de la CGC y su tendencia, el cual deberá ser enviado a la CRIE dentro de los primeros diez días del mes posterior a la finalización del trimestre transcurrido.

No obstante ante casos de amenaza de insolvencia de la CGC, el EOR deberá informar inmediatamente a la CRIE con sus respectivas recomendaciones.

A más tardar el último día hábil del mes de febrero el EOR deberá presentar una certificación de los saldos de la CGC del año contable anterior por parte de una Firma de Auditoría Independiente.

En el mes de mayo la CRIE realizará una auditoría financiera de la CGC cuyo dictamen será público y además de ser trasladado a los reguladores y transmisores nacionales y regionales.

A partir de las supervisiones periódicas de la CRIE de la CGC, esta deberá tomar las acciones que estime convenientes cuando la solvencia de la CGC se vea amenazada por el comportamiento del mercado."

"3.3.2.1 El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC.

En la aplicación de La Metodología el Peaje de la línea SIEPAC será considerado con valor cero.
El Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC es la parte del Ingreso Autorizado Regional que no es recuperado por medio del Peaje y otros ingresos de la Línea SIEPAC.

Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

Premisas Generales de cálculo

a) Se asigna el CC sobre la energía de retiro.

b) Se calcula el CC de la Línea SIEPAC haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión.

c) EL CC se calculará y será asignado mensualmente de acuerdo a lo siguiente:

$$CC_{p,s} = CC\_No\ Interconectores_{p,s} + CC\_Interconectores_{p,s}$$

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

$$CC\_No\ Interconectores_{p,s} = \frac{\left[\sum_{j=1}^{n} IARM_{No\_Interconectoes_{j,p,s}} - CMM_{p,s}\right]}{Demanda\_de\_pais\_p,s}$$

$$CC\_Interconectores_{p,s} = \frac{\left[\sum_{k=1}^{m} IARM_{Interconectores_{k,s}}\right]}{\sum_{p=1}^{6} Demanda\_de\_pais\_p,s}$$

Dónde:

$CC_{p,s}$ = La tarifa del Cargo Complementario –CC- en US$/MWh para cada país "p", para el mes "s" correspondiente.

CC_No Interconectores$_{p,s}$ La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que no son interconectores internacionales para un país "p" para el mes "s".

CC_Interconectores$_{p,s}$ La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que son interconectores internacionales para todos los países "p" para el mes "s".

$IARM_{No\_Interconectores_{j,p,s}}$ = Valor de IAR mensual para un tramo "j" de línea SIEPAC que no es interconector internacional para un país "p" y para el mes "s", menos los descuentos por *Compensaciones por Indisponibilidad* (DPI) del mes respectivo. En el valor de IAR están incluidos los tributos o impuestos aplicables ocasionados en ese país p, cuando la CRIE los apruebe.

$IARM_{Interconectores_{k,s}}$ = Valor de IAR mensual para un tramo "k" y para el mes "s" de línea SIEPAC que es interconector internacional, menos los descuentos por *Compensaciones por Indisponibilidad* (DPI) del mes respectivo.

Demanda_de_pais_p = Energía de retiro de todos los agentes del país p y reportada por el OS/OM, por cada uno de los agentes.

j: índice del conjunto de instalaciones de la Línea SIEPAC que no son interconectores para un país "p".

n = es el número de instalaciones de la línea SIEPAC que **no** son interconectores para un país "p".

k: índice del conjunto de instalaciones de la Línea SIEPAC que son interconectores.

m = es el número de instalaciones de la línea SIEPAC que **son** interconectores para un país "p".

$CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para un país "p" para el mes "s" derivada de la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), que se determinará como sigue:

$$CMM_s = \frac{CSM_{se}}{6}$$

$$CSM_{se} = (PC) * (SCGC_{se-1});\ \ si\ \ \ CSM_{se} \leq \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{No\_Interconectores\ k}}{2}$$

$$CSM_{se} = \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{No\_Interconectores\ k}}{2};\ \ si\ \ \ CSM_{se} > \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{No\_Interconectores\ k}}{2}$$

$$CARN\_RES_{pr,s} = \frac{CARN\_RES_{pr}}{6}$$

si $\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais_{\_pnr,s} > 0$, entonces;

$$CARN\_NO\_RES_{pnr,s} = \sum_{pr}^{r} CARN\_RES_{pr,s} * \left[\frac{Demanda\_de\_pais_{\_pnr,s}}{\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais_{\_pnr,s}}\right]$$

si $\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais_{\_pnr,s} = 0$ entonces;

$$CARN\_NO\_RES_{pnr,s} = 0;$$

$$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{Demanda_{de_{pais_p}}, s}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_{de_{pais_p}}, s}\right] - CARN_{RES_{pr,s}} + CARN\_NO\_RES_{pnr,s}$$

Donde:

$\boldsymbol{CMM_s}$ = Compensación mensual del MER para el mes "s"

$\boldsymbol{CSM_{se}}$ = Compensación Semestral del MER para el semestre "se", es decir; de enero a junio o de julio a diciembre.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

PC= Porcentaje de compensación semestral, el cual será establecido por la CRIE, para lo cual tomará en cuenta la evolución de la solvencia de la CGC.

$SCGC_{se-1}$ = Saldo de la CGC al último día del semestre anterior al semestre "se", es decir; al 30 de junio o al 31 de diciembre.

$CARN\_NO\_RES_{pnr,s}$ = Costo asociado a restricciones nacionales del país no responsable "pnr" del mes "s" .

$CARN\_RES_{pr}$ = Costo asociado a restricciones nacionales del país responsable "pr", acumulado semestral, es decir; de enero a junio o de julio a diciembre.

$CARN\_RES_{pr,s}$ = Costo asociado a restricciones nacionales del país responsable "pr" del mes "s"

pnr = índice de países no responsables del CARN

nr = número de países no responsables del CARN

pr = índice de países responsables del CARN

r = número de países responsables del CARN"

s= índice de meses donde se aplica el cálculo de los CC.

se= índice de semestres donde se aplica el cálculo de los CC.

p= índice de países, donde se cumple que el número de países responsables (***pr)*** más el número de países no responsables (***pnr)*** es igual al número total de países (***p***) considerados en el cálculo de los CC.

"4.2.2 Pago del IARM por instalación del Agente EPR

El monto total del CC (*Ingreso_a_cobrar_Total_CC*$_s$) recolectado por el EOR más los montos de las CMM, servirán para constituir los fondos necesarios para el pago de los IARM de cada instalación de la línea SIEPAC.

El ingreso total del Agente EPR en concepto de IARM es la suma de los montos por cada una de sus instalaciones para el mes correspondiente.

La conciliación de los IARM por instalación se realizará en los plazos establecidos en el calendario de Conciliación, Facturación y Liquidación del MER según la regulación vigente y se incluirán en el DTER, del mes posterior al mes de conciliación del IARM."

"**11.5** Durante el primer semestre de aplicación de la CGC, los fondos de dicha cuenta serán utilizados para reintegrar a los OS/OMs y demás Agentes los montos pagados por sobre costos asignados y

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

liquidar los montos pendientes de pago incluidos en los DTER-04-2017, asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER y eventualmente a reintegros y liquidaciones similares que se hayan generado previo a la implementación de la CGC."

"**11.6** Posterior al primer semestre de operación del MER en donde se aplique la presente metodología e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC No Interconectores."

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME SOBRE PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA 06-2018

"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018"

INFORME GM-10-85-2018 / GJ-155-2018	
Responsables	**Firma**
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Juan Manuel Quesada	
Humberto Perla	

10 de octubre, 2018

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Contenido

1. Resumen Ejecutivo 3
2. Antecedentes 4
3. Análisis de las Observaciones 5
3. Conclusiones 145
4. Recomendaciones 146

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

1. Resumen Ejecutivo

Mediante la Resolución CRIE-80-2018, la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 06-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la "PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018."

Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 5 al 19 de septiembre de 2018, se presentaron observaciones por parte de 39 entidades.

En tiempo y forma:

1. Empresa Propietaria de la Red –EPR-
2. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica –ENATREL- de Nicaragua
3. Centro Nacional de Despacho -CND- de Panamá
4. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
5. Consejo Nacional de Energía – CNE- de El Salvador
6. Empresa Nacional de Energía Eléctrica –ENEE- de Honduras
7. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
8. Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua
9. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua
10. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica –GGUEE- de Guatemala
11. Defensoría del Consumidor de El Salvador
12. Puerto Quetzal Power de Guatemala
13. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET- de El Salvador
14. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
15. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
16. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala
17. Orazul Energy Guatemala y Cía, S.C.A de Guatemala
18. Poliwatt Limitada de El Salvador
19. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa –CEL- de El Salvador
20. Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica –ASCEE- de Guatemala
21. Monte Rosa, S.A. de Nicaragua
22. Pantaleón, S.A y Concepción, S.A de Guatemala
23. Jaguar Energy Guatemala LLC de Guatemala
24. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala –ACI- de Guatemala
25. Excelergy, S.A. de C.V. de El Salvador
26. Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER –SE CDMER-
27. Energía del Istmo, S.A. de C.V. de El Salvador
28. Compañía Eléctrica del Sur, S.A de C.V. de Honduras
29. Administrador del Mercado Mayorista –AMM- de Guatemala
30. Agro Comercializadora del Polichic, S.A. de Guatemala
31. Renace, S.A. de Guatemala
32. Ente Operador Regional –EOR-

Extemporáneamente:

33. Asociación Nacional de Generadores –ANG- de Guatemala

34. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala
35. Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- de Guatemala
36. Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A. de Guatemala
37. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. de El Salvador
38. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de Guatemala
39. Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. –EDECSA- de El Salvador.

Luego de valorar las observaciones recibidas se recomienda lo siguiente:

Aprobar por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE, la *"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018."*, misma que se anexa a este informe.

2. Antecedentes

1- Mediante Resolución CRIE-80-2018 del 30 de agosto 2018, se dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 06-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018."*

2- Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 05 al 19 de septiembre de 2018, se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

En tiempo y forma:

1. Empresa Propietaria de la Red –EPR-
2. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica –ENATREL- de Nicaragua
3. Centro Nacional de Despacho -CND- de Panamá
4. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
5. Consejo Nacional de Energía – CNE- de El Salvador
6. Empresa Nacional de Energía Eléctrica –ENEE- de Honduras
7. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
8. Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua
9. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua
10. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica –GGUEE- de Guatemala
11. Defensoría del Consumidor de El Salvador
12. Puerto Quetzal Power de Guatemala
13. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET- de El Salvador
14. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
15. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
16. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala
17. Orazul Energy Guatemala y Cía, S.C.A de Guatemala
18. Poliwatt Limitada de El Salvador

19. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa –CEL- de El Salvador
20. Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica –ASCEE- de Guatemala
21. Monte Rosa, S.A. de Nicaragua
22. Pantaleón, S.A y Concepción, S.A de Guatemala
23. Jaguar Energy Guatemala LLC de Guatemala
24. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala –ACI- de Guatemala
25. Excelergy, S.A. de C.V. de El Salvador
26. Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER –SE CDMER-
27. Energía del Istmo, S.A. de C.V. de El Salvador
28. Compañía Eléctrica del Sur, S.A de C.V. de Honduras
29. Administrador del Mercado Mayorista –AMM- de Guatemala
30. Agro Comercializadora del Polichic, S.A. de Guatemala
31. Renace, S.A. de Guatemala
32. Ente Operador Regional –EOR-

Extemporáneamente:

33. Asociación Nacional de Generadores –ANG- de Guatemala
34. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala
35. Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- de Guatemala
36. Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A. de Guatemala
37. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. de El Salvador
38. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de Guatemala
39. Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. –EDECSA- de El Salvador.

3. Análisis de las Observaciones

3.1 Consulta Pública 06-2018

A continuación se trascriben cada una de las observaciones recibidas en la consulta pública ordenadas por participante y sus respectivas respuestas.

1 - Empresa Propietaria de la Red –EPR-

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Los costos asociados a restricciones nacionales (CARN) serán cargados originalmente a la Cuenta General de Compensación (CGC), en tanto llega el momento de aplicación de los descuentos que se realizará de forma semestral. Si los CARN originados por los países superan los fondos de la CGC en la liquidación mensual generarán cuentas por pagar a los agentes acreedores a los cuales se les ha asignado una porción de esa CGC mediante la aplicación de la Compensación Mensual del MER (CMM),

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

que como se sabe y por la formulación propuesta, el principal acreedor será la EPR. Esto implicará un retraso de pago a EPR que puede oscilar entre los seis meses a un año.

La EPR no tiene ninguna otra fuente de ingresos diferente al IAR, y de allí debe cubrir compromisos cuyo retraso afecta no solamente a la empresa, sino que también puede afectar a los países, por ejemplo, el pago de servicio de deuda y tributos, razones por las cuales, el pago del IAR de las instalaciones SIEPAC debe tener prioridad de pago en la CGC.

Los retrasos en los pagos a EPR producto de la falta de liquidez de la CGC deben ser realizados con los intereses correspondientes los cuales no deberán ser descontados por la CRIE, ya que esos intereses pretenden reconocer el valor del dinero en el tiempo, dinero que la EPR estaría recibiendo con retraso, según lo señalado en el numeral 1 anterior.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la problemática expuesta está siendo tratada mediante la Consulta Publica 08-2018, mediante la cual se pretende separar la liquidación de los Cargos Complementarios a la EPR, ante la falta de fondos propios de las transacciones regionales.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: 3.2 Cuenta General de Compensación

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

No.	Texto CRIE	Propuesta EPR	Observaciones
1	3.2 Cuenta General de Compensación ... c) Los ingresos mensuales remanentes entre el monto de pago por los Cargos Complementarios y el pago de las IARM a las Agentes Transmisores. ...	... c) Los ingresos mensuales remanentes o faltantes entre el monto de pago por los Cargos Complementarios y el pago de las IARM a las Agentes Transmisores. ...	Es de nuestro entender que este agregado pretende reconocer lo que el RMER estableció como cuentas de excedentes, sin embargo, la norma debe ser equitativa en ambos sentidos, y por ello deben ser consideradas las cuentas faltantes. Con esto se reduciría el tiempo de pago al agente acreedor en los casos como el señalado en la observación general 1.
2	... e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados. ...	... e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados, sin que los referidos intereses puedan ser descontados por la CRIE a ningún agente acreedor. ...	Por consistencia con la observación general 3.
3	... f) Cuando los CC pagados por las demandas superen los montos de los IARM, para un mes determinado, el monto remanente será trasladado a la CGC. ...	... g) Cuando los CC pagados por las demandas sean inferiores a los montos de los IARM de las instalaciones SIEPAC, para un mes determinado, el monto faltante será descontado de la CGC. ...	Se propone adicionar un literal g para ser consistentes con la observación particular 1. En la propuesta del literal g) se particulariza a la línea SIEPAC por el efecto explicado en la observación general 2.

Respuesta:

Se considera procedente la observación 1, por lo que se tomaran en cuenta en la propuesta final de redacción. Sobre las observaciones 2 y 3 no se consideran procedentes por las siguientes razones: la CRIE no realiza descuentos a los acreedores en el MER y el caso cuando los CC pagados sean inferiores a los IARM se da cuando existe un CMM suficiente completar el pago del IARM

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: **3.3.2.1 El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

No.	Texto CRIE	Propuesta EPR	Observaciones
4	3.3.2.1 El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC ... $CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para un país "p" para el mes "s" derivada de la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), que se determinará como sigue: ... $CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para el mes "s" para el país "p"		Siendo que se tiene definido dos veces el término "$CMM_{p,s}$", se sugiere eliminar una de las dos definiciones.

Respuesta:

Se consideran procedente las observaciones, por lo que se tomaran en cuenta en la propuesta final de redacción.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: **4.2.2 Pago del IARM por instalación del Agente EPR**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

No.	Texto CRIE	Propuesta EPR	Observaciones
4	3.3.2.1 El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC ... $CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para un país "p" para el mes "s" derivada de la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), que se determinará como sigue: ... $CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para el mes "s" para el país "p"		Siendo que se tiene definido dos veces el término "$CMM_{p,s}$", se sugiere eliminar una de las dos definiciones.
5	4.2.2 Pago del IARM por instalación del Agente EPR ... El ingreso total del Agente EPR en concepto de IARM es la suma de los montos por IARMi de sus instalaciones para el mes correspondiente. ...	... El ingreso total del Agente EPR en concepto de IARM es la suma de los montos por cada de sus instalaciones para el mes correspondiente. ...	El término IARMi tiene sentido con la formulación que se agregó en la Resolución 31-2018, sin embargo, al eliminarse en la propuesta la fórmula ya no es necesario mantenerlo.
6	11.6 Posterior al primer semestre de operación del MER en donde se aplique la presente metodología e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectares	11.6 Posterior al primer semestre de operación del MER en donde se aplique la presente metodología e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC No Interconectares	En la Resolución CRIE 31-2018 el CMM se descontaba a los interconectares, pero en la propuesta se descuenta a los no interconectares por país y por mes.
7	2.2 A partir de la entrada en vigencia de las presentes modificaciones, se establecerán los CARN que deberán ser incluidos en la CMM a partir del uno de enero de 2019.		El texto da la impresión de que la aplicación de los CARN es retroactiva. Se sugiere corregir la redacción para que quede claro a partir de qué momento del 2018 (suponemos que a partir de la firmeza de la resolución aprobatoria) son aplicables.

Respuesta:
Se consideran procedente las observaciones, por lo que se tomaran en cuenta en la propuesta final de redacción.

2. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica –ENATREL- de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"Que la propuesta sometida a consulta es contraria a los objetivos del Tratado Marco del MER que propugna una formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, basado

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y que sobre todo favorezca a la demanda a nivel regional."

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017) la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"Que el Arto. 2, Literal e) del Tratado Marco del MER establece lo siguiente: `**propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región**´ y con la resolución sujeta a consulta lo que se está haciendo es imponer más cargos a la demanda, sin obtener ningún beneficio para los consumidores."

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende imponer más cargos a las demandas, ya que dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de los mismos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"La propuesta de modificación sometida a consulta es contraria a lo establecido en el Arto. 23 inciso b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, ya que con esta medida en virtud de propiciar condiciones de competencias, están generando discriminación de mercados, contrariando también el objetivo del MER."

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta fomenta las condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado, conforme lo establecido en el Articulo 23 literal b del Tratado Marco, siendo que el principio que rige la propuesta es el respeto al derecho adquirido por los Agentes del MER al suscribir Contratos Firmes autorizados por la Entidades Nacionales Competentes, lo cuales están siendo afectados por las restricciones de algunos sistemas eléctricos nacionales.

3. Centro Nacional de Despacho -CND- de Panamá

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

"Desde el año 2012 se aprobó la Metodología **Transitoria** de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional por parte de la CRIE, como su nombre lo dice **"Metodología transitoria";** sin embargo, seis años después sigue siendo **transitoria.** Si a esto le sumamos todas las

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

modificaciones que se han realizado a dicha metodología producto de situaciones puntuales en los diferentes países como fueron:

- El transmisor resultaba pagando cargos de transmisión a pesar de ser un agente pasivo (se incluye a Panamá).
- Incorporación de la figura de Contratos Regionales con prioridad de suministro **(transitoria)**
- Contratos Firmes y sus respectivos Derechos Firmes de trasmisión.
- Incorporación de los Derechos Financieros que fueron suspendidos por las distorsiones económicas que provocaron.

Lo anterior es una prueba que todas estas modificaciones, incluyendo la metodología original, surgieron como medidas para resolver estos casos puntuales, no fueron pensadas para resolver temas de manera integral y mucho menos ver sus efectos en el largo plazo. Es necesario que la CRIE impulse una consultoría en dónde un tercero revise integralmente todo lo que tiene que ver con este tema de modo que las medidas que se tomen sean sostenibles en el tiempo y logren poder resolver todos los casos y minimizar la adopción de medidas cortoplacistas que se concentran solo a resolver casos puntuales. Detallamos las resoluciones que se han adoptado relacionadas con modificaciones puntuales sobre el tema:

CRIE-NP-19-2012, CRIE-P-26-2014, CRIE-04-2014, CRIE-35-2014, CRIE-20-2015, CRIE-46-2015, CRIE-51-2015, CRIE-07-2017 y CRIE-31-2018. »

Respuesta:
Se acoge la recomendación para someterla a consideración de las autoridades correspondientes.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"La propuesta de modificación adolece de un informe extraordinario de diagnóstico que sirva de base para el análisis correspondiente y que permita por ende realizar comentarios a la misma, careciendo de especificar los objetivos que se persiguen. Recomendamos que se realice un análisis costo/beneficio comparando situaciones que se han presentado en el pasado para poder evaluar su efectividad."

Respuesta:
Se aclara que la propuesta en consulta no cuenta con un informe extraordinario de diagnóstico, al no ser una propuesta de modificación del RMER, sin embargo sí cuenta con un a informe técnico de respaldo el cual sustenta la presente propuesta, mismo que se encuentra publicado en la página web de la CRIE desde el día de inicio de la Consulta Pública 06-2018.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Como en consultas públicas anteriores sobre este tema hemos señalado que es importante que se evalúe de manera integral el efecto financiero de la interrelación de las transacciones referente al servicio de transmisión que se calculan en diferentes periodos de tiempo.

a. El cargo variable de transmisión (CVT) (se determina en el mes de operación).
b. El Ingreso Variable de Transmisión (IVDT) (se determina en la subasta de DT un mes ante de la operación).
c. El Cargo Complementario (CC) (se determina un mes después de la operación).
d. La asignación de los Derechos de Transmisión (se determina en la subasta de DT).
e. Las Rentas de Congestión. (se determina en el mes de operación)."

Respuesta:
Se aclara que la CRIE se encuentra desarrollando una análisis integral del Régimen tarifario de la RTR, por lo que se tomará en cuenta la observaciones

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"Reiteramos que la propuesta está enfocada en dar una respuesta a un problema puntual, en el que no queda claro el origen del mismo y que por lo que hemos analizado, parece ser provocado por situaciones particulares (decisiones nacionales) y para la solución se le está cargando el pago a la demanda nacional que corresponde a otros agentes del mercado (distribuidores, grandes clientes)."

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en efecto y para los propósitos específicos de la propuesta, la misma pretende resolver una problemática particular, relacionada con los costos económicos que ocasionan las restricciones nacionales ante la operación de los Contratos Firmes regionales.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
"Se está realizando una consulta pública sobre una modificación a una metodología que conlleva la realización de un procedimiento para determinar cuándo y quien provoca las situaciones descritas; sin embargo, el procedimiento todavía no está desarrollado."

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines,misma que deberá cumplir con la regulación y

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

4. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Según lo mencionado en los documentos de consulta, existe "responsabilidad" por la generación de sobrecostos atribuible a aquellos OS&M que realizan acciones para dar cumplimiento a los requisitos específicos de reserva rodante definidos para los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño (CCSD), dispuestos en el Libro III del RMER, Anexo H, tabla 3; y en el caso de la UT, el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) en su Anexo 11 – SERVICIOS AUXILIARES, numeral 3.2. el cumplimiento de estos requisitos técnicos y reglamentarios no debe ser interpretado por la CRIE como una causante de "sobrecostos", por el contrario, deberían armonizarse ambos requerimientos dando prioridad al cumplimiento de los CCSD, al someterse a las normas establecidas en la Regulación Regional y Nacional.

RAZONES DE HECHO: Se producen señales comerciales contraproducentes donde finalmente se afecta a la demanda del "mercado nacional responsable", y razonablemente las entidades nacionales tenderán a buscar mecanismos de protección de sus demandas, en detrimento del mercado de Derechos Firmes y de la evolución del Mercado Eléctrico Regional.

Además, este no es un mecanismo para desincentivar la declaración de "restricciones nacionales", ya que éstas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia.

El establecimiento del Cargo asociado a restricción nacionales (CARN), que es introducido en esta modificación y que sería trasladado como un sobrecosto al mercado nacional identificado como "responsable" de restricciones; NO constituye un beneficio sino un perjuicio a los habitantes de los países de la región, con el cual se busca mantener y sostener un mercado financiero de transmisión, mal implementado, del cual solo se ven beneficiados unos pocos Agentes del MER

RAZONES DE DERECHO: Esta propuesta de modificación reglamentaria se contrapone a los fines de Tratado Marco, principalmente a lo plasmado en el literal g) de su artículo 2 que indica:

"*Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región*"; y al objetivo vertido en el numeral 1.3.1 del Libro I del RMER que es expresa:

"*...beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el* ***abastecimiento económico y oportuno*** *de electricidad y la creación de las condiciones necesarias para que* ***propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro*** *de energía eléctrica de la región*".

Se considera que la propuesta va en contra de estos objetivos, pues en ella se busca asignar a las demandas de los países miembros, los "sobrecostos" que surgen por la incompatibilidad de las acciones para preservar la seguridad del sistema con los procedimientos de cálculo de la Renta de Congestión (RC) y el CVT neto, el cual es una obligación establecida en el mismo RMER y en las regulaciones nacionales.

Por lo anterior, solicitamos a la CRIE, analizar con la prudencia del caso las modificaciones objeto de esta consulta y que estas no sean incorporadas a la regulación regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

La propuesta en consulta no corresponde a una interpretación de la CRIE del accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones antes indicadas, sean están de forma justificada o no.

Sobre las RAZONES DE HECHO:

a) En relación a que: *"(...) razonablemente las entidades nacionales tenderán a buscar mecanismos de protección de sus demandas, en detrimento del mercado de Derechos Firmes y de la evolución del Mercado Eléctrico Regional"* se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deberían tomar en cuenta todos los mecanismo de protección de sus demandas a la hora de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

b) En relación a que: *"Además, este no es un mecanismo para desincentivar la declaración de "restricciones nacionales", ya que éstas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia."* se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deberían tomar la "normalidad" operativa de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

En relación a que: *"NO constituye un beneficio sino un perjuicio a los habitantes de los países de la región, con el cual se busca mantener y sostener un mercado financiero de transmisión, mal implementado, del cual solo se ven beneficiados unos pocos Agentes del MER"*, los mencionado se considera un juicio de valor que carece de argumentos para asegurar que el objetivo de la propuesta en consulta es para *"sostener un mercado financiero de transmisión, mal implementado, del cual solo se ven beneficiados unos pocos Agentes del MER"*, por lo contrario la propuesta buscar respetar los compromisos adquiridos por el MER y las Autoridades Nacionales Competentes ante los agentes con DF y CF.

Sobre las RAZONES DE DERECHO

Se aclara que el criterio considerado por la CRIE, está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La modificación propuesta en la consulta CRIE 06-2018 **No soluciona el problema de raíz de la insuficiencia financiera de los DTs**, que pudiera presentarse aun sin que se declaren puntualmente restricciones nacionales que afecten la capacidad de transmisión regional.

Esto se puede observar con el comportamiento del Cargo Variable de Transmisión (CVT) en el resto de los días del mes de julio de 2018, evidenciándose que más allá del período del 1 al 8 de julio, en que existieron restricciones de importación por parte de El Salvador, siempre se presentaron cargos a la Cuenta General de Compensación (CGC).

A pesar de que la CRIE afirma que los sobrecostos *"son provocados por las restricciones de los mercados y sistemas nacionales de electricidad que afectan las capacidades de transmisión regionales"*, esta condición de insuficiencia financiera es el resultado de que el cálculo de la RC se hace por el total de la potencia asignada y la percepción del ingreso que la debería de compensar (CVT) es solamente calculado por el volumen de transacciones realmente efectuadas.

Esta condición se da aún y cuando no se hayan declarado reducciones de la capacidad de transmisión por parte de los OS&OM. Lo anterior debido a que en los procesos de subastas de DT realizados por el EOR, **se asigna una capacidad de transmisión que es mayor a la capacidad de diseño de la línea SIEPAC**. En las subastas de julio y agosto se asignaron potencias de 308 y 329 MW respectivamente, con contrapartes de retiro en El Salvador, cuando la capacidad nominal de la línea SIEPAC es de 300MW y la máxima capacidad de transferencia de potencia calculada por el EOR es de 250 MW, para el cumplimiento de los CCSD.

RAZONES DE DERECHO: Lo expresado en las razones anteriores, se vuelve más crítico por **la no atención** del numeral 3.1.2 de la Resolución CRIE-07-2017, durante las subastas de DTs realizadas por el EOR. Dicho numeral contempla:

"Las capacidades operativas de transmisión para la asignación de los DT, será el 100% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencia de potencia calculadas por el EOR. ***Si la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control es mayor que la capacidad de importación de una de ellas, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad****"*.

Para las asignaciones de julio y agosto 2018, la máxima importación que debió ser considerada como limitante de la capacidad de transmisión a subastar era de 250MW. Sin embargo, como ya se ha mencionado, se asignaron más de 300 MW para ambos meses.

Solicitamos a CRIE la **revisión de las capacidades de transmisión utilizadas en las subastas**, así como velar por el cumplimiento de lo establecido en el numeral 3.1.2 de la Resolución CRIE-07-2017.

Adicionalmente solicitamos a CRIE impulsar la **reconfiguración horaria de CFs, de la misma forma que la establecida en el numeral 2.4** de la Resolución CRIE-07-2017, en función de la máxima capacidad de transmisión e importación disponible.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

No es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problema de la insuficiencia financiera de los DTs, esta problemática está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

En la mayoría de las regulaciones de mercado competitivos, las Rentas de Congestión se pagan con base en la potencia asignadas en los Derechos de Transmisión, por lo que no es una particularidad del MER, sin embargo dada las características del MER, y como se dijo anteriormente la CRIE ya se encuentra en el proceso de proponer soluciones al respecto.

En relación a que: *"(...) en los procesos de subastas de DT realizados por el EOR, se asigna una capacidad de transmisión que es mayor a la capacidad de diseño de la línea SIEPAC"* y los casos expuesto, en efecto la regulaciones regional estable el criterio de respeto a las capacidades operativa de transferencia entre áreas de control, exportación, importación y porte, considerando el mínimo valor de estas anteriores, en todos los escenarios de demanda, por lo que se procederá a verificar la correcta aplicación de la regulación por parte del EOR al respecto, Ahora bien los hechos manifestados no son razón contraria en los análisis considerados en la propuesta en consulta, ya que se han identificado restricciones de importación en el área de control de El Salvador, muy por dejado de los valores 250MW, incluso hasta valores de cero(0).

En relación a RAZONES DE DERECHO: Dado que lo expuesto constituye hechos y argumentos vinculantes al punto anterior, sírvase a considerar la misma respuesta.

En relación a la solicitud de impulsar la reconfiguración horaria de CFs, se aclara que este aspecto se enmarca en el tema de suficiencia financiera de los DF y CF, por lo que este tema será considerado en propuestas posteriores destinadas a esta problemática.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

A pesar de que el objetivo de la modificación reglamentaria, de acuerdo con lo expuesto por CRIE en la Resolución CRIE-80-2018, es no afectar con sobrecostos "al resto de mercados no responsables", en la práctica penalizará las solicitudes de los OS&M de las restricciones operativas que impacten en el cálculo de las máximas transferencias de potencia y con ello las importaciones.

RAZONES DE HECHO: Estas restricciones continuarán ocurriendo, ya que son de carácter físico y se vuelven indispensables para el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño. Es importante resaltar que las restricciones de transmisión en los mercados de energía son una condición natural y por ende, no deben penalizarse desde la regulación regional.

Los reguladores nacionales, protegiendo a los usuarios de los países pueden disminuir la aprobación de energía firme para participar en las subastas de derechos firmes. En el límite, esto podría implicar que no se asignen DFs entre nodos de El Salvador con el resto de los países de la región.

Por lo anterior solicitamos que las modificaciones objeto de esta consulta **no sean incorporadas a la regulación regional.**

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deberían tomar en cuenta las condiciones previstas y posibles de operación de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energías firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

No debe aprobarse esta propuesta por su afectación a la demanda de los países de la región; por el hecho de haberse publicado a los agentes una capacidad operativa para las subastas de DF según lo establecido en el numeral 3.1.1 del "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes", de la Resolución CRIE 07-2017, donde el volumen de DT son tal, **que no son factibles en la práctica** y generan insuficiencia financiera; ya que no se toma en cuenta cambios a futuro en las máximas transferencias de los países ocasionadas por modificaciones en la RTR (mantenimientos programados), cambios estacionales en su parque de generación o cambios en la demanda de potencia, por lo cual, estos cambios que suceden durante la operación continua del sistema eléctrico se interpretan como "restricciones nacionales", cuando en realidad es la dinámica natural de los sistemas eléctricos.

Si se tomaran en cuenta estos cambios con antelación, no sería necesario proponer reglas como la sometida en la presente Consulta Pública.

RAZONES DE HECHO: reglas inadecuadas para publicar capacidades operativas de acuerdo con el "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes" que motivan propuestas como la presente que realmente no resuelven la problemática.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deben tomar en cuenta las condiciones previstas y posibles de operación de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energías firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, así como también deben los OS/OM coordinar con el EOR, tal como le establece la regulación regional,

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

la adecuada identificación de las capacidades operativas en los estudios de seguridad operativa, que son usados en las asignaciones de los DT.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: **2.1 de la propuesta de modificación sometida a consulta.**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE solicita que el EOR remita el *"procedimiento para la identificación de los CARN de cada país responsable" en* un plazo de 30 días calendario luego de la aprobación de los cambios reglamentarios sometidos a consulta.

Sobre esto consideramos:

a) No se puede verter opinión; ya que este procedimiento aún no ha sido preparado; y,

b) luego creemos que dichas atribuciones no pueden ser transferida al EOR, ya que se estaría excediendo a lo establecido en el Tratado Marco. (sic) y sus Protocolos respecto a la competencia y responsabilidades del EOR, en consecuencia, no le corresponde proponer el procedimiento antes mencionado, en caso de que la CRIE decida aprobar la modificación propuesta.

No es atribución del EOR proponer el procedimiento antes mencionado, en caso de que la CRIE decida aprobar la modificación propuesta.

RAZONES DE DERECHO: Lo expresado en el Artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sobre las facultades de la CRIE que son, entre otras:

"e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.

h) Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos.

i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente."

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
b) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Adicionalmente es importante indicar que, derivado de los comentarios recibidos en la consulta pública CP-06-2018, se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Las medidas propuestas en esta consulta no son reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias; tal como lo exige el Tratado Marco.

RAZONES DE HECHO: cuando el EOR instruye aperturas de líneas de transmisión de Guatemala con el resto del SER para preservar los CCSD, se aplica lo establecido en las resoluciones CRIE 30-2017 y 37-017, de manera que no son penalizadas las demandas nacionales, sino que se da un tratamiento especial a los CFs existentes, para evitar sobrecostos por insuficiencia financiera en los DTs.

Se producen señales comerciales contraproducentes donde finalmente se afecta la demanda del "mercado nacional responsable", y razonablemente las entidades nacionales tenderán a buscar mecanismos de protección de sus demandas en detrimento del mercado de Derechos Firmes.

El mecanismo objeto de consulta no es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.

RAZONES DE DERECHO: el Artículo 3 del Tratado Marco establece: El Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los que se definen así: Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Debería de actuarse de conformidad con las resoluciones CRIE 30-2017 y CRIE 37-2017.

Por lo anterior solicitamos que, mientras se realiza una revisión a fondo del modelo y reglas asociadas a las subastas de Derechos Firmes, modificar el cálculo de la RC para que la suma de los montos pagados en este concepto a los tenedores de DTs no sean mayores a los efectivamente recolectado en concepto de CVT por las transacciones efectuadas. Esto puede ir de la mano con un reintegro proporcional del IVDT siendo esta una solución similar a la adoptada por el resuelve II de la resolución CRIE-37-2017 manteniendo congruencia en el marco regulatorio del MER.

Solicitamos la revisión de fondo de la modelación, incluida la Prueba de Factibilidad Simultanea en la subasta, y las demás reglas asociadas a las subastas de DFs, y su posterior asignación de RC, con el objetivo de cumplir a cabalidad con los fines del Tratado Marco y que el cumplimiento de los diferentes requisitos impuestos por la reglamentación regional no derive en un cargo para las demandas de los países miembros.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Esta revisión integral debería incluir las asignaciones de DFs, la Prueba de Factibilidad Simultanea, máximas transferencias, reconfiguración de DFs y contemplar la aplicación de normas como las establecidas en las resoluciones 30-2017 y 37-2017

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta fomenta las condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado, conforme lo establecido en el Articulo 23 literal b del Tratado Marco, siendo que el principio que rige la propuesta es el de respeto al derecho adquirido por los Agentes del MER al suscribir Contratos Firmes autorizados por la Entidades Nacionales Competentes, lo cuales están siendo afectados por las restricciones de algunos sistemas eléctricos nacionales, a demás:

En relación a las RAZONES DE HECHO: "*cuando el EOR instruye aperturas de líneas de transmisión de Guatemala con el resto del SER para preservar los CCSD, se aplica lo establecido en las resoluciones CRIE 30-2017 y 37- 017, de manera que no son penalizadas las demandas nacionales, sino que se da un tratamiento especial a los CFs existentes, para evitar sobrecostos por insuficiencia financiera en los DTs*", esta problemática fue tipificada como de condición de anormalidad en el MER "dis-continuidad del SER", por lo que fue atendido de forma específica.

En relación a las RAZONES DE DERECHO, las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

En la práctica se observa una asignación de Derechos de Transmisión mayor a lo permitido por las máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas, así como las máximas capacidades de importación entre países.

La PFS debe prever las restricciones de red del mercado regional y adecuarse a ella y no al revés. Es decir, no subastar la capacidad total de la red sin considerar en el plazo que se subasta: mantenimientos de red, mantenimiento de generadores importantes, condiciones de restricción nacionales por baja demanda, instalación de nuevas plantas de generación, épocas de zafra, condiciones de verano y de invierno, topología de la red, fallas en la red, etc.

RAZONES DE HECHO: La propuesta genera señales comerciales contraproducentes donde finalmente se afecta la demanda del mercado nacional responsable, donde se tendería a buscar mecanismos de protección de la demanda en detrimento del mercado de Derechos Firmes.

Las "restricciones nacionales" siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, normales en todo sistema eléctrico y son de carácter físico.

RAZONES DE DERECHO: La metodología para determinación de máximas transferencias a utilizar en las subastas de DFs, no toma en consideración lo establecido en el numeral 3.1.2 de la resolución CRIE-07-2017, que limita la capacidad a subastar con la máxima importación de las áreas de control, ya que se ha evidenciado en la práctica que las potencias asignadas resultan ser mayores a la capacidad operativa real de las áreas de control en bloques grandes de tiempo dentro de la vigencia de los DTs asignados, provocando insuficiencia financiera de los DTs, aun sin que existan restricciones nacionales declaradas, que afecten las capacidades de transmisión regionales.

Por lo anterior, pedimos que las modificaciones objeto de esta consulta **no sean incorporadas en la regulación regional.**

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deben tomar en cuenta las condiciones previstas y posibles de operación de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energías firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, así como también deben los OS/OM coordinar con el EOR, tal como le establece la regulación regional, la adecuada identificación de las capacidades operativas en los estudios de seguridad operativa, que son usados en las asignaciones de los DT.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

8- NUMERAL O TÓPICO: Los sobrecostos

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Los sobrecostos indicados en la propuesta no son producidos únicamente por las limitaciones en la transmisión indicadas, sino que son producto de una sobre asignación de DFs, en función de las capacidades de transmisión e importación disponibles.

Por lo anterior, solicitamos a CRIE que se apliquen las disposiciones establecidas en la sección 8.7 del RMER, en las que se contempla:

a. Que se deben incluir en la PFS los cambios previstos en la RTR para que no se asignen DTs que en la práctica no son factibles (8.7.1)

b. Se detalla el procedimiento a seguir por parte del EOR en caso de que "por razones operativas asociadas al cumplimiento de los CCSD, fuera necesario modificar la RTR, o por modificaciones de la Capacidad Operativa de Transmisión, durante un período para el cual ya se han asignado los DT".

RAZONES DE HECHO: Las disposiciones contempladas en los referidos numerales son tendientes a mantener y garantizar la suficiencia financiera de los DTs, por lo que deberían haber formado parte del "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes". Estas disposiciones deben ser retomadas y aplicadas.

RAZONES DE DERECHO: Actuar de conformidad a lo establecido en las Secciones 8.6 y 8.7 del Libro III del RMER.

Por lo anterior, y dado que, ya que se ha identificado el problema de insuficiencia financiera de los DTs, solicitamos a CRIE que inste al EOR a que proponga modificaciones que mejoren la precisión de la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS). Esto es necesario porque la insuficiencia financiera que se produce en el mercado de contratos y derechos firmes solo confirma que la PFS de las subastas de derechos firmes en la práctica ha fallado, como bien lo indica la CRIE en el literal "a" del Considerando III de la resolución CRIE 80-2018.

Es conveniente reevaluar los criterios que se utilizan en la PFS para limitar adecuadamente la asignación de derechos firmes

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

Se considera que las Autoridades Nacionales Competentes deben tomar en cuenta las condiciones previstas y posibles de operación de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energías firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, así como también deben los OS/OM coordinar con el EOR, tal como le establece la regulación regional, la adecuada identificación de las capacidades operativas en los estudios de asegurar operativa, que son usados en las asignaciones de los DT.

El procedimiento para la reconfiguración de los DT, establecido en el numeral indicado, está actualmente encomendado al EOR por la regulación regional.

Por otro lado, no es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problema de la insuficiencia financiera de los DTs, esta problemática está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

Observación:

9- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL respecto de los intereses asociados a los CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Se establece la prioridad de cumplimiento de una condicionante "comercial", sobre una limitación operativa real declarada para cumplir con los criterios de seguridad y desempeño por parte de un país, lo cual no es congruente con el MER, considerando que es un mercado que debe "Preservar la calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Regional, SER.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

RAZONES DE HECHO: La normativa impone "penalizaciones" a cualquier "acción operativa nacional" solicitada por los OS&OM, que genere un incremento en la transmisión regional, es decir, **castiga a los operadores por realizar sus funciones**, en detrimento de los usuarios de las demandas nacionales, lo cual no cumple con uno de los fines del Tratado Marco, que es el beneficio de todos los habitantes de la región.

Asimismo, una restricción Nacional puede ser un SOLMANT, reducciones de capacidad de transmisión, falla en los sistemas, re-despachos solicitados por restricciones, etc; que son los comportamientos normales en la operación en tiempo real, las cuales al ser "conciliadas" en el MER, el EOR puede encontrar que subieron el CVTn neto, lo adjudicaran como un CARN, esto no es producto de una operación inadecuada, sino de un MODELO DE MERCADO mal implementado que debe ser ajustado.

Por lo anterior, solicitamos que la normativa objeto de la consulta no sea incorporada a la regulación regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no busca penalizar ni considerar castigos al accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones nacionales, sean están de forma justificada o no.

Observación:

10- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Se establece mecanismos financieros "onerosos" con penalizaciones "ineficientes" a los usuarios finales de las demandas nacionales, como la aplicación de intereses acumulados a seis meses, asociados a sobrecostos "ficticios" que están redituando únicamente a unos pocos agentes del MER, otorgándoles poder de mercado y subiendo el precio de la energía en las demandas nacionales, para el subsidio de las rentas de congestión del MER.

RAZONES DE HECHO: Esta medida refleja claramente, que los mercados financieros de la transmisión: DT y las rentas de congestión asociadas, no son sostenibles por el modelo de mercado del MER.

Nuevamente solicitamos que la normativa objeto de la consulta no sea incorporada a la regulación regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

En ningún momento la propuesta en consulta pretende establecer penalizaciones a las demandas, ya que dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de

dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Sobre los "intereses acumulados", se aclara que es práctica común y pertinente en las regulaciones de mercados competitivos, que al existir cuentas por pagar a agentes acreedores, afectados por terceros, se calculen interés con base en lo establecido en la misma norma.

No es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problemática de los DTs y la Rentas de Congestión, esta problemática está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

En relación a "Están *redituando únicamente a unos pocos agentes del MER, otorgándoles poder de mercado y subiendo el precio de la energía en las demandas nacionales, para el subsidio de las rentas de congestión del MER*", lo mencionado se considera un juicio de valor que carece de argumentos para asegurar que el objetivo de la propuesta en consulta este *"redituando únicamente a unos pocos agentes del MER"*, todo lo contrario la propuesta buscar respetar los compromisos adquiridos por el MER y las Autoridades Nacionales Competentes ante los agentes con DF y CF.

Observación:

11- NUMERAL O TÓPICO: los CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

No se conoce el procedimiento que el EOR empleará para identificar y asignar los CARN.

RAZONES DE HECHO: El desconocimiento del procedimiento de "identificación del CARN" que aplicaría el EOR, implica otra incertidumbre que no se puede medir, ya que al considerar el concepto de "sobrecosto" como el total del monto económicos del CVTn neto, el cual es evaluado únicamente por flujos "netos" de transacciones, dentro de los cuales se subvalúan las transacciones nominales de inyección o retiro regional, modificando, de manera sesgada, los posibles criterios de distribución de cargos a los países.

Esto implica que pueden asignar a cada país cualquier "monto" y no hay manera de validarlo, en detrimento de las demandas nacionales.

RAZONES DE HECHO: Conformidad con el Art.2 del Tratado Marco, el cual establece:

"g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región". La norma propuesta no cumple con este fin.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: *"Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional"*

b) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que *"En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR"*

Adicionalmente es importante indicar que, derivado de los comentarios recibidos en la consulta pública CP-06-2018, se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

12- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

La normativa objeto de la consulta no promueve un mercado competitivo, sino que un mercado "cero riesgos" para los agentes del MER tenedores de derechos, afectando a los usuarios finales, por medio de un subsidio constante de estas distorsiones financieras en la sobrevaloración de transmisión regional.

RAZONES DE DERECHO: La propuesta no cumple con la reglamentación, de conformidad numeral 1.2.2 del Libro I del RMER.

El Tratado Marco tiene por objeto la creación y desarrollo gradual de un mercado eléctrico competitivo regional, basado en el tratamiento recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región de América Central

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017) la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la

figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Observación:

13- NUMERAL O TÓPICO: Con relación a lo detallado en los literales a) y c) del 4° párrafo del numeral 3.2, de la propuesta, donde indica que:

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

OBSERVACIONES PUNTUALES A LA MODIFICACIÓN A LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL		
Referencia a la que se hacen los comentarios a continuación		
Con relación a lo detallado en los literales a) y c) del 4° párrafo del numeral 3.2, de la propuesta, donde indica que: *"Para los casos donde le CVT neto después de descontar los pagos a los DT se vea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la* ***existencia de restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales...****", y "a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN,* ***provocados por restricciones nacionales y la identificación de los mercados nacionales responsables*** *y "c)... se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales responsables,...".* ***se recomienda que:***		
Observación/Comentario	***Razones de Derecho***	***Razones de Hecho***
NO sea aplicable cuando estas restricciones han sido producto de cumplir con las responsabilidades del EOR al elaborar el "Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (EMCTP) entre Áreas de Control del Sistema Eléctrico Regional (SER)" y velar por el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).	*De conformidad a los literales b), d) y romano iii del literal i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER donde se enumeran los objetivos y funciones del EOR, entre ellas:* *"b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en*	*De aplicarse esta propuesta de forma generalizada, se estaría afectando económicamente la demanda por el cumplimiento de las funciones del EOR ya establecidas en el RMER.* *No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones*

	Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento;" y *"iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor".* *Debido a esto se entiende que se establecen restricciones por iniciativa del EOR sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta propuesta.* *De Conformidad a los numerales 5.2.1, 5.2.2, 16.2.2 16.2.3.2, 16.2.5, 16.2.6, 16.2.7 del Libro III del RMER, se debe cumplir con los CCSD sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta Consulta Pública.* *De conformidad al articulo 28 del Tratado Marco el EOR debe:* *"Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar*	*estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.*

	niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad".	
NO sea aplicable cuando estas restricciones han sido producto de cumplimiento de las responsabilidades del OS/OM establecidas en el RMER al velar por el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).	De conformidad al romano v del literal c) y literal f) del numeral 1.5.4 del Libro I del RMER donde se enumeran las responsabilidades de los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM, entre ellas: "v. Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y en especial establecer restricciones y criterios operativos para el cumplimiento de dichos criterios...". Debido a esto se establecen restricciones para cumplimiento de los CCSD sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta propuesta. De conformidad a los numerales 5.2.1, 5.2.2, 16.2.1, 16.2.3.2, 16.2.5, 16.2.6, 16.2.7 del Libro III del RMER, se debe cumplir los CCSD.	De aplicarse esta propuesta de forma generalizada, se estaría afectando económicamente la demanda por el cumplimiento de las funciones del OS/OM ya establecidas en el RMER. Se generan señales comerciales contraproducentes donde finalmente se afecta la demanda del "mercado nacional responsable", y razonablemente las entidades nacionales tenderán a buscar mecanismos de protección de sus demandas en detrimento del mercado de Derechos Firmes. No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.
NO sea aplicable cuando esta son restricciones técnicas y producto de cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).	De conformidad al literal c) del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER donde se indica que: "Los Contratos Firmes regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER, la energía requerida por el comprador de dichos contratos sólo podrá	Según el RMER existe posibilidad de reducir la energía requerida por Contratos Firmes por esta razón. Con la propuesta sometida a la consulta pública se estaría afectando económicamente a la demanda por cumplir a cabalidad el RMER.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

	ser reducida en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales". ya existe la posibilidad de reducir energía requerida por Contratos Firmes sin que esto implique nuevas reglas como la presente propuesta.	No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.
NO sea aplicable cuando estas restricciones operativas son acciones para preservar la integridad de la red regional y la seguridad declaradas por el EOR en el marco de sus funciones establecidas en el RMER.	De conformidad al numeral 5.5.6.1 del Libro III del RMER, que indica: "Si lo considerara justificado para preservar la integridad de la red regional y la seguridad de ésta, el EOR podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transmisión de la RTR y al predespacho regional". se pueden establecer restricciones por iniciativa del EOR, sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta propuesta.	De aplicarse esta propuesta de forma generalizada, se estaría afectando económicamente a la demanda, por el cumplimiento de las funciones del EOR establecidas en el RMER. No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.
NO sea aplicable cuando estas restricciones operativas han sido definidas por el EOR en el marco de sus funciones establecidas en el RMER, que son ocasionadas por indisponibilidades de las instalaciones por mantenimiento o entrada de nuevas instalaciones.	De conformidad al numeral 5.7.4.1 del Libro III del RMER, que indica: "El EOR, con base en los estudios de seguridad operativa, definirá las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de las instalaciones en mantenimiento o por la entrada de nuevas instalaciones y las incluirá en el predespacho del MER del día correspondiente...", se pueden establecer restricciones por iniciativa del EOR. De conformidad al 5.7.1.3 del Libro III del RMER existen mecanismos para establecer restricciones de cada país en coordinación durante la programación de mantenimientos, sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta propuesta.	De aplicarse esta propuesta de forma generalizada, se estaría afectando económicamente a la demanda, por el cumplimiento de las funciones del EOR establecidas en el RMER. No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.
NO sea aplicable cuando estas restricciones operativas han sido establecidas con el objeto de cumplir la reserva rodante mínima establecida en el RMER y en la regulación nacional de los países miembros, y que ha sido debidamente validado y aprobado por el EOR en el marco de sus funciones.	De conformidad a tabla 3 del Anexo H del Libro III del RMER: Desempeño ante pérdida de generación, se debe cumplir con los CCSD. Conformidad al romano iii) del literal i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, el EOR tiene la responsabilidad de validar o realizar estudios que definan condiciones límites de la operación sin que esto deba conllevar afectaciones económicas a la demanda tal como lo propone esta propuesta. Conformidad al numeral 16.2.9.2 del Libro III del RMER se debe cumplir con los CCSD.	De aplicarse esta propuesta de forma generalizada, se estaría afectando económicamente a la demanda, por el cumplimiento de las funciones del EOR establecidas en el RMER. No es un mecanismo para desincentivar las "restricciones nacionales", ya que estas siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no busca valorar el accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones nacionales, sean están de forma justificada o no.

Observación:

14- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Con base en las razones antes listadas, respetuosamente la UT solicita a la CRIE:

• No aprobar la propuesta de modificación reglamentaria sometida a consulta.

• Mientras se realiza una revisión a fondo de la modelación y reglas asociadas a las subastas de Derechos Firmes, modificar el cálculo de la Renta de Congestión para que la suma de los montos pagados en este concepto a los tenedores de Derechos de Transmisión no sea mayor a los efectivamente recolectados en concepto de CVT por las transacciones efectuadas. Esto puede ir de la mano con un reintegro proporcional del IVDT siendo esta una solución similar a la adoptada por el resuelve II de la resolución CRIE-37-2017, manteniendo congruencia en la reglamentación.

• Revisar con el EOR la metodología para determinación de máximas transferencias a utilizar en las subastas de DFs, verificando que se tome en consideración lo establecido en el No 3.1.2 de la resolución CRIE-07-2017, que limita la capacidad a subastar con la máxima importación de las áreas de control, ya que se ha evidenciado en la práctica que las potencias asignadas **resultan ser mayores a la capacidad operativa real de las áreas de control en bloques grandes de tiempo dentro de la vigencia de los DTs asignados,** provocando insuficiencia financiera de los DTs, aun sin que existan restricciones nacionales declaradas, que afecten las capacidades de transmisión regionales.

La PFS debe prever las restricciones de red del mercado regional y adecuarse a ella y no al revés. Es decir, no subastar la capacidad total de la red sin considerar en el plazo que se subasta: mantenimientos de red, mantenimiento de generadores importantes, condiciones de restricción nacionales por baja demanda, instalación de nuevas plantas de generación, épocas de zafra, condiciones de verano y de invierno, topología de la red, fallas en la red, etc.

• Instruir al EOR que de cumplimiento a los No 8.7.1 y 8.7.2 del Libro III del RMER, en los que se contempla:

1) Que se deben incluir en la PFS los cambios previstos en la RTR para que no se asignen DTs que en la práctica no son factibles (8.7.1)

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

2) Se detalla el procedimiento a seguir por parte del EOR en caso que "***por razones operativas asociadas al cumplimiento de los CCSD**, fuera necesario modificar la RTR, o por modificaciones de la Capacidad Operativa de Transmisión, durante un período para el cual ya se han asignado los DT"*

Las disposiciones contempladas en los referidos numerales son tendientes a mantener y garantizar la suficiencia financiera de los DTs, por lo que deberían haber formado parte del *"Procedimiento de aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes"*. Estas disposiciones deberían ser retomadas y aplicadas

Ya que se ha identificado el problema de insuficiencia financiera de los DTs, instar al EOR a que cumpla su función contemplada en el No 8.6.2 del Libro III del RMER, en la que se le faculta para proponer a CRIE modificaciones que mejoren la precisión de la PFS. Esto es necesario porque la insuficiencia financiera que se produce en el mercado de contratos y derechos firmes solo confirma que la prueba de factibilidad simultánea (PFS) de las subastas de derechos firmes ha fallado. Es conveniente reevaluar los criterios que se utilizan en la PFS para limitar adecuadamente la asignación de derechos firmes.

• En línea con lo anterior, luego de haber identificado el problema de iliquidez, evaluar la conveniencia de ejecución transitoria de lo establecido en el No 8.2.4 del libro III del RMER, que dice *"La CRIE establecerá los límites a las cantidades a subastar por cada Período de Validez, si considera que no se dan las condiciones de competencia o liquidez adecuadas"*

• Impulsar la revisión de fondo de la modelación, incluida la Prueba de Factibilidad Simultanea en la subasta, y las demás reglas asociadas a las subastas de DFs, y su posterior asignación de rentas de congestión, con el objetivo de cumplir a cabalidad con los fines del Tratado Marco y que el cumplimiento de los diferentes requisitos impuestos por la reglamentación regional no derive en un cargo para las demandas de los países miembros. Esta revisión integral debería incluir las asignaciones de DFs, la Prueba de Factibilidad Simultanea, máximas transferencias, reconfiguración de DFs y contemplar la aplicación de normas como las establecidas en las resoluciones 30-2017 y 37-2017.

• Modificar el procedimiento de asignación de CFs para que se tomen en cuenta las capacidades de transmisión en los diferentes bloques de demanda, con el fin de minimizar el riesgo de insuficiencia financiera de los DTs.

• Solicitamos que CRIE supervise la correcta operativización de contratos firmes, luego de la obtención de los derechos firmes. El objetivo original para obtener derechos de transmisión es blindar a los tenedores de pagar altos costos asociados a la transmisión, en condiciones críticas. En la práctica, hay tenedores de derechos de transmisión que nunca operativizaron el contrato firme relacionado, de forma tal que obtuvieron ingresos por la compra del derecho, en concepto de IVDT, y también obtienen ingresos elevados en concepto de rentas de congestión.

• Solicitamos un análisis integral de evaluación del mercado de Derechos Firmes, analizando si efectivamente estos son, o no, convenientes para los usuarios finales; así como si estas asignaciones cumplen con los objetivos establecidos en el RMER.

En la práctica, el costo de la energía se ha incrementado para los usuarios finales, al cargársele a estos últimos los cargos asociados a las insolvencias de este mercado.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

• No aprobar la propuesta de modificación planteada en esta consulta pública, así como también solicitamos un análisis integral de evaluación del mercado de Derechos Firmes, analizando si efectivamente estos son, o no, convenientes para los usuarios finales; así como si estas asignaciones cumplen con los objetivos establecidos en el RMER. En la práctica, el costo de la energía se ha incrementado para los usuarios finales, al cargársele a estos últimos los cargos asociados a las insolvencias de este mercado.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que todas las solicitudes corresponden a cada uno de los cometarios emitidos y respondidos previamente, concluyendo que no son sustento suficiente para considerar modificaciones en la propuesta en consulta. No obstante todas aquellas solicitudes relacionadas con un análisis integral de la normativa y las mejoras en cuanto la implementaciones de la reconfiguración y la problemática de suficiencia financiera de los DT, si se toman en cuenta para su respectiva consideración en las futuras propuesta normativas dirigidas a resolver dichas problemáticas.

5 - Consejo Nacional de Energía – CNE- de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Atendiendo a la importancia del tema para todas las instituciones del Mercado Eléctrico Regional (MER) y para todos los países que lo conforman, aprovecho la oportunidad para pronunciarme al respecto, en nombre del Consejo Nacional de Energía, Ente Rector de la Política Energética de El Salvador, expresando nuestra preocupación por el procedimiento que se tuvo por parte de la CRIE para elaborar y aprobar la propuesta sometida a consulta, pues a pesar de que en el seno de la CRIE se recibieron posiciones distintas, con soluciones más de fondo, como la planteada por la Secretaría Ejecutiva del CDMER, estas no se tomaron en cuenta, con el agravante que en su formulación no fueron escuchados los Operadores (OS/OM) de los distintos países miembros.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, lo expuesto constituye una opinión de la actuación institucional de la CRIE, sin embargo se aclara que se ha considerado todas y cada una de las alternativas con sus ventajas y desventajas, de cara a la problemática que busca resolver la propuesta en consulta.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es importante iniciar señalando, que dicha propuesta sometida a consulta por la CRIE contradice los fines establecidos en el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TM),

principalmente lo que dispone el literal e) en el sentido que se debe "Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región" pues la misma implicaría un incremento de precios para las demandas nacionales de algunos países, para favorecer y garantizar el beneficio únicamente de los tenedores de Derechos Firmes, poniendo en riesgo la seguridad operativa del sistema, lo que también se opone a los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad establecidos en el artículo 3 en relación con el artículo 22 literal e) y 23 literal b) del mismo Tratado Marco.

Por otra parte, la modificación a la metodología, contradice lo que establece el Libro II del MER, numeral 1.3.4.4 letras e) y d) que textualmente dice:
.... 1.3.4.4 Pre despacho

c) Los Contratos Firmes regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER, la energía requerida o el comprador de dichos contratos sólo podrá ser reducida en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora ***debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales;***

d) En caso de no poder atender en el pre despacho la totalidad de la energía requerida por los compradores de Contratos Firmes regionales, el EOR procederá a realizar la reducción a las cantidades de energía requerida de cada uno de los Contratos Firmes que son afectados por la restricción en la trasmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los Contratos Firmes según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el EOR calculará nuevamente el pre despacho regional; ...

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

En relación con lo que establece el Libro II del MER, numeral 1.3.4.4 letras e) y d), la propuesta en consulta no contradice lo establecido por dicho apartado, ya que el mismo se aplica íntegramente y se refiere al predespacho energético de los Contratos Firmes y no los efectos económicos que generan la aplicación de dicho numeral.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Adicionalmente, consideramos que la metodología propuesta de imponer el pago de intereses acumulados a seis meses o más, implicaría un sobrecosto financiero adicional, lo cual obviamente significa otro incremento al precio de la energía.

Así mismo, es importante señalar que el espíritu de la metodología que ahora se pretende reformar, fue precisamente el de garantizar acciones a favor de la seguridad operativa aplicadas por el Operador Regional, por lo que no tendría lógica que ante unos casos se aplique ese espíritu y no se quiera aplicar en el caso de las restricciones nacionales, cuando en realidad en ambos casos afectaría al sistema en su totalidad, lo cual no garantiza condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región, que es otra de las finalidades establecidas en el artículo 2 literal e) del TM.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

Sobre los "intereses acumulados", se aclara que es práctica común y pertinente en las regulaciones de mercados competitivos, que al existir cuentas por pagar a agentes acreedores, afectados por terceros, se calculen interés con base en lo establecido en la misma norma.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

6 - Empresa Nacional de Energía Eléctrica –ENEE- de Honduras

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: Ecuación del CMM

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Para la siguiente Ecuación

$$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{Demanda_{de_{pais_p},s}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_{de_{pais_p},s}}\right] - CARN_{RES_{pr,s}} + CARN\_NO\_RES_{pnr,s}$$

Se supone que un país p, o tiene CARNres ó CARN_NO_RES, entonces en esta ecuación tiende a confundir que el país p tendrá un cargo por ser responsable y otro por no serlo cuando en realidad los cargos son excluyentes, a menos que no esté interpretando bien la ecuación.

Yo sugeriría dos ecuaciones una para un país responsable y otra para uno no responsable

Para un país responsable

$$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{Demanda_{de_{pais_p},s}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_{de_{pais_p},s}}\right] - CARN_{RES_{pr,s}}$$

donde p y pr se refiere al mismo país

Para un país no responsable

$$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{Demanda_{de_{pais_p},s}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_{de_{pais_p},s}}\right] + CARN\_NO\_RES_{pnr,s}$$

donde p y pnr se refieren al mismo país

En donde se ve de forma mas clara que si el país es responsable, su compensación se ve disminuida pero si es un país no responsable su compensación se ve aumentada con el cargo respectivo.

Respuesta:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Se evaluará la consistencia matemática indicada y se considerará en la propuesta su pertenencia.

7 - Enel Fortuna, S.A. de Panamá

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La metodología si bien define la nomenclatura para los siguientes: a) costo asociado a restricciones nacionales del país responsable (CARN_RES) y b) costo asociado a restricciones del país no responsable (CARN_NO_RES), ella no incluye la formulación específica para su cálculo. Previo a la aprobación de la propuesta, se requiere definir el criterio de cálculo aplicable a dichos costos.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Además se debe considera lo siguiente:

a) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
b) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta no especifica cuáles son los "respectivos intereses acumulados" que aplicarán a los CARN.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se trata de una aclaración; se aclara que los respectivos intereses acumulados serán los generados por las cuentas por pagar a los agentes acreedores que dejaron de percibir ingresos por saldos negativos (déficit) en las CGC, derivados de la existencia de restricciones nacionales.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Reiteramos al igual que en consultas previas, la necesidad de incluir ejemplos numéricos de la metodología propuesta. Ello es requerido para verificar la efectividad de las modificaciones propuestas, y que de esta forma sea posible confirmar el resultado esperado con la nueva metodología a aplicar.

Respuesta:
Se toma en consideración la necesidad planteada.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: En el numeral 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

En el numeral 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)" se establece un nuevo párrafo el cual señala:

> *"Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a los DT se vea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, produciéndose que; a) las rentas de congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por oferta de venta de terceros mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, se establecerá un Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN), para el cual se deberá aplicar ...."*

Al respecto se recomienda se especifiquen claramente los casos en que procederá aplicar esta propuesta; ya que consideramos que en caso las "restricciones generadas por los mercados o sistemas nacionales", las regulaciones internas bien pudiesen crear los mecanismos para atender estas condiciones. Adicionalmente, se recomienda que en caso que dichas restricciones se produzcan por una orden del Ente Operador Regional, no se aplique esta propuesta ya que podría afectar a Agentes que no son responsables de dicha toma de decisión.

Respuesta:
Se aclara que el procedimiento de detalle para identificar los CARN, es encomendado por la normativa al EOR, por lo que se trasladará la sugerencia al EOR para la evaluación de la misma.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: procedimiento para la identificación de los CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que se defina ex-ante el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, y se presente una simulación del impacto esperado de los CARN a ser incluidos en la CMM.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Teniendo definidos claramente los puntos anteriores se podrán confirmar los efectos positivos de la propuesta. Se interpreta que la modificación introduce un riesgo adicional a los participantes del Mercado Eléctrico Regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se considera necesario desarrollar un procediendo de detalle, previo a la aprobación de la norma general, ya que dicho procedimiento no condiciona el fondo de dicha norma.

8 - Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Análisis de la Propuesta:
La propuesta en general pretende crear un mecanismo que penalice las afectaciones al CVT, por la existencia de restricciones en los mercados o sistemas nacionales, creando un nuevo costo denominado *"Costos Asociados a Restricciones Nacionales" (CARN)*, estableciendo el procedimiento y la fórmula para aplicar dicho costo.

Consideraciones:

1. El Mercado Eléctrico Regional, tal como lo define el RMER, se basa en un criterio económico regional, por lo cual una de sus finalidades del MER es facilitar las transacciones comerciales de electricidad entre los agentes de la región y de esta manera propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región
2. Establecer un costo asociado a restricciones, es contrario y contraproducente al objetivo del MER y al desarrollo de la Región, considerando que la propuesta establece un cargo adicional a la demanda, sin obtener ningún beneficio para los consumidores.
3. La propuesta no propicia condiciones de competencia, a la vez genera discriminación de mercados.

Recomendaciones:

En atención a las consideraciones antes expresadas se recomienda a la CRIE:

1. Desestimar en su totalidad la propuesta de **Modificación a la "Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación, Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de Transmisión Regional"**, puesta en Consulta Pública a través de Resolución No. CRIE-80-2018.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

2. Instar a la CRIE a encontrar soluciones a la problemática que dio origen a esta propuesta de modificación teniendo como principal objetivo el beneficio sin discriminación a los habitantes de los países de la región.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende crear nuevos costos, ya que los CARN ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

La propuesta fomenta las condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado, conforme lo establecido en el Articulo 23 literal b del Tratado Marco, siendo que el principio que rige la propuesta es el de respecto al derecho adquirido por los Agentes del MER al suscribir Contratos Firmes autorizados por la Entidades Nacionales Competentes, lo cuales están siendo afectados por las restricciones de algunos sistemas eléctricos nacionales

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

9 - Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Resolución CRIE-80-2018 hace referencia al "Informe Técnico-Comercial de los Días de Operación del 01 al 08 de Julio de 2018", en el cual el Ente Operador Regional (EOR) informó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) sobre sucesos acontecidos en la operación comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER), tales como la reducción de capacidades de importación de El Salvador y de transferencias entre Nicaragua y Costa Rica, que resultaron en un Cargo Variable de Transmisión Neto (CVTn) de $ 853,044.7 cargado a la Cuenta General de Compensación (CGC).

A pesar de que la Resolución CRIE-80-2018 hace referencia al informe técnico-comercial del EOR, éste no fue anexado a la Consulta Pública CP 06-2018 para información y evaluación de parte de los participantes. Para los participantes sería importante conocer el análisis realizado por el EOR y sus recomendaciones. Al igual que en previos procesos de consulta, consideramos que la CRIE debió haber anexado toda la información relevante para la Consulta Pública CRIE-06-2018.

Respuesta:
Se tomará en cuenta la publicación del informe del EOR indicado.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El CNDC-ENATREL no está de acuerdo con la forma con la cual se calcula la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), misma que es utilizada para efectuar las subastas de Derechos de Transmisión (DT), ya que con la forma actual no se considera la condición n-1 (Contingencia Sencilla), así como también las condiciones operativas reales de los sistemas eléctricos de cada país.

Cabe recordar que el Tratado Marco tiene como objetivo que los beneficios provenientes del MER lleguen a todos los habitantes de países del istmo centroamericano, sin embargo con la propuesta presentada en la Resolución CRIE-80-2018 se estarían incrementando los cargos a la demanda, con la consecuente reducción de los beneficios del MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el mecanismo de cálculo de la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), no es sujeto de revisión en la propuesta en consulta.

En relación a los objetivos del Tratado Marco, a continuación se expone el criterio considerado por la CRIE:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En la Resolución CRIE-80-2018 se reconoce que en la práctica la teoría de las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) no garantiza la suficiencia financiera de los DT, lo cual produce los costos ineficientes producto de las Rentas de Congestión (RC) mayores a los Cargos Variable de Transmisión (CVT). La distorsión de los CVT se producen debido a que al momento de realizar la subasta de los DT, se utiliza una capacidad de transmisión regional que no considera las limitaciones que ocasiona la contingencia n-1 y la dinámica de la operación de los sistemas nacionales, que en la práctica requieren modificar las capacidades de transmisión nacionales y cumplir así los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) nacionales y regionales, que sí están siendo considerados por el EOR para la declaración de las capacidades de transmisión y programación de las transacciones diarias.

Es por ello que el CNDC-ENATREL considera y solicita que en lugar de realizar propuestas de modificaciones como las presentadas en el documento de la Consulta Pública CRIE-06-2018, las cuales afectarán a directamente a los usuarios finales, se realice una revisión a la teoría y forma de modelación de las asignaciones de DF, PFS y MCTP.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, no es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problema de la insuficiencia financiera de los DTs u otros relacionados con las MCTP, estas problemáticas está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En la Resolución CRIE-80-2018 se indica una necesidad de asignar a las demandas nacionales los sobre costos por pago de RC y abastecimientos no óptimos de energía requerida de los CF, misma que nace del criterio de no afectar los DF previamente asignados y los CF declarados y asignados en las subastas.

El CNDC-ENATREL está en desacuerdo con lo anterior, debido a que la regulación regional lo que debe procurar ante todo es no afectar el beneficio a los habitantes de la región, en respeto a lo establecido en el Tratado Marco.

Por lo tanto, el CNDC-ENATREL solicita realizar una evaluación más integral de la regulación regional del mercado del DT y RC para:

- Analizar si los DT son beneficiosos a los usuarios finales o solo a ciertos Agentes que están recibiendo ganancias por RC.
- Evitar asignaciones de sobre costos que al final podrían afectar a los regímenes tarifarios nacionales.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, no es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problema de la insuficiencia financiera de los DTs, estas problemáticas está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

En relación a las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Durante la operación real, los OS/OM están obligados a tomar medidas para cumplir con los CCSD. Sin embargo con la propuesta de la Consulta Pública CRIE-06-2018, se va a afectar económicamente a las demandas nacionales por estar cumpliendo dicha condición, debemos recordar que hay muchas previsiones de la operación que los OS/OM realizan previamente no son del todo ciertas y se modifican en la operación que surja para garantizar el cumplimiento de los CCSD.

Por lo anterior, CNDC-ENATREL solicita modificar el procedimiento de asignación de los CF y que se tomen en cuenta las capacidades de transmisión para los diferentes bloques de demanda, y considerar en la regulación regional la reducción en el corto plazo de la ER de los CF para evitar abastecimientos no óptimos de energía, producto de la operación normal para cumplir con los CCSD

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la regulación regional ya establece que los OS/OM deben coordinar con el EOR, la adecuada identificación de las capacidades operativas en los estudios de seguridad operativa, que son usados en las asignaciones de los DT.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Con base a lo antes expuesto, el CNDC-ENATREL solicita a la CRIE la no aprobación del documento presentado en la Consulta Pública CRIE-06-2018 ya que éste no cumple con la finalidad del Tratado Marco, el cual primordialmente es trasladar beneficios provenientes del MER a todos los habitantes de países del istmo centroamericano.

Adicionalmente, en vista de las últimas modificaciones realizadas a la regulación regional se considera conveniente llevar a cabo una revisión integral del RMER, con la participación de todos los organismos regionales y que nuevamente se elabore un nuevo documento completo para una mejor transparencia de todo los que se aplica en el MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

10- Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica –GGUEE- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En la propuesta no está definido el término "Restricción Nacional" y el procedimiento para su calificación. Se solicita definir qué eventos y/o qué condiciones serán considerados restricciones nacionales. Adicionalmente en la propuesta se propone que sea el propio EOR el que califique las restricciones nacionales, convirtiéndolo en juez y parte del proceso, debido a que en su rol de operador regional él mismo podría ser el que provoque una restricción regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Además se debe considera lo siguiente:

a) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
b) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Costos Asociados a Restricciones Nacionales

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Los Costos Asociados a Restricciones Nacionales, aplicados a un país responsable es una sanción y tal como está redactada la propuesta de modificación normativa, se está violando el derecho de defensa de los países, sus Agentes y sus usuarios regulados, al sancionarlos con cargos, sin haber sido escuchados y vencidos en un debido proceso

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende ser una sanción a los países responsables de las restricciones, ya que dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

La presente consulta pública es el debido proceso para que todas las entidades sean escuchadas.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: Cuenta General de Compensación-CGC

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Cuenta General de Compensación-CGC- fue una modificación normativa que modificó el modelo para la remuneración de la transmisión del MER, quitando la señal de mercado que existía en condiciones de congestión, que tiene la falla que se describe en la resolución que motiva está consulta pública ya que en ella se indica que la teoría se aleja de la práctica y por lo tanto será muy difícil que está CGC cierre financieramente en el tiempo, toda vez que las condiciones en el mercado son muy variables e impredecibles. Crear un cargo adicional para financiar los ingresos de la CGC, no es más que corregir una de las múltiples deficiencias que se puedan provocar, por lo que no creemos que está sea una práctica regulatoria adecuada. Se propone que se analice a profundidad la forma en que se remunera la transmisión en el MER y de ser necesario se migre a un modelo de remuneración predecible y que opere armoniosamente con la forma con la que se remunera la transmisión en los países miembros del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no crea un cargo adicional, dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Tampoco la propuesta está orientada para financiar la CGC, ya que dicha cuenta existe únicamente como medio para trasladar los ingresos o cargos derivados del mercado a los Cargos Complementarios.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La CRIE y el EOR no están facultados para trasladar cargos a la demanda de los países miembros que no sean resultado de transacciones en el MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Finalmente, señalamos que no estamos de acuerdo con la propuesta de modificación porque crea un cargo que no contribuye al desarrollo sostenible de la región, ni propicia que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a los habitantes de los países de la región (artículos 1 y 2 inciso g)), y solicitamos evaluar integralmente la forma en que se remunera la transmisión en el Mercado Eléctrico Regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no crea un cargo adicional, dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Adicionalmente se aclara que el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

11- Defensoría del Consumidor de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de modificación que ha sido sometida a consulta no resuelve el problema central que origina las distorsiones de costos derivados de los Derechos de Transmisión en el mercado regional. La base de la problemática reside en la actual metodología vinculada a los Contratos Firmes y Derechos Firmes, la cual tiende a permitir una posible especulación financiera en el mercado energético regional donde además en algunos casos, la asignación en las subastas de los Derechos Firmes (DFs) sobrepasa la máxima capacidad de importación de los países, cuyos operadores de mercado únicamente toman acciones operativas para dar cumplimiento a lo dispuesto en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) estipulados en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y para proteger la seguridad operativa de su área de control, generándose sobrecostos derivados del mecanismo de operación de los Derechos de Transmisión.

En este sentido, es oportuno iniciar un debate y una consulta sobre propuestas que modifiquen de fondo la metodología relacionada a los Derechos Firmes (DFs) y los procesos vinculados a ella, como es el caso de las pruebas de Factibilidad Simultánea, la reconfiguración de Derechos Firmes (DFs), entre otros elementos. De esta forma, es posible atender el problema real que da origen a las distorsiones financieras, y no solamente generar medidas compensatorias para determinados sectores.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no es objetivo de la propuesta en consulta solucionar el problema de la insuficiencia financiera o la factibilidad de los DF, esta problemática está siendo analizada por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

La propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Resulta preocupante para los intereses económicos de los usuarios finales que, con la metodología de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) que se ha propuesto, se estarían trasladando los costos que se deriven de las distorsiones financieras causadas por el funcionamiento de los Derechos Firmes a los usuarios finales de los países que sean identificados como causantes de la restricción, afectando directamente a la demanda final.

En la misma línea, es alarmante que la propuesta incluya además un sobrecosto financiero adicional bajo la figura de "intereses acumulados", mismos que no se encuentran debidamente fundamentados ni determinados. De tal forma que, los usuarios finales terminarían pagando un costo que se deriva de

la operación de los Derechos Firmes, que no se fundamenta en sentido estricto en una indisponibilidad de la red eléctrica de los países sino en la metodología misma de la operación.

Con la modificación propuesta, unilateralmente se estarían protegiendo los intereses de los tenedores de derechos, dejando de lado los intereses de los consumidores de energía, para los cuáles se generará un impacto económico negativo. Las distorsiones financieras derivadas de problemas de fondo en el mercado regional estarían siendo pagadas por los usuarios finales, no por los agentes del mercado regional que son tenedores de derechos y que se encuentran directamente vinculados, protegiendo los intereses de estos últimos.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

La regulación regional establece que las energías firmes regionales son autorizadas por las Autoridades Nacionales Competentes, estas autorizaciones son los requisitos para asignar los DF y los registros de los CF asociados, por lo tanto el riesgo financiero indicado inicia con una autorización nacional, el MER únicamente instrumente y administra la voluntad de los mercados nacionales de celebrar Contratos Firmes, los sobre costos se generan cuando los compromisos adquiridos a través de estos contratos son imposibilitados de cumplirse en la realidad a causa de las restricciones nacionales.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Sobre los "intereses acumulados", se aclara que es práctica común y pertinente en las regulaciones de mercados competitivos, que al existir cuentas por pagar a agentes acreedores, afectados por terceros, se calculen interés con base en lo establecido en la misma norma.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

La modificación es contraria a los derechos económicos de los usuarios finales, en oposición a lineamientos internacionales en materia de protección de los consumidores.

La Directrices de las Naciones Unidas para la Protección de los Consumidores, revisadas y aprobadas en 2015, por medio de la resolución 70/186 de la Asamblea General, plantean como un principio general que los Estados Miembros nos comprometemos a la promoción y protección de los intereses económicos de los consumidores. Es oportuno mencionar que, las Directrices son un conjunto de principios que establecen las principales características que deben tener las leyes de protección del consumidor, las instituciones encargadas de aplicarlas, los sistemas de compensación para que sean eficaces, entre otros elementos de carácter internacional.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Particularmente, en el ámbito de la energía, la Directriz 76 plantea que: "Los Estados Miembros deben promover el acceso universal a la energía no contaminante y formular, mantener o reforzar políticas nacionales para mejorar el suministro, la distribución y la calidad de energía que sea asequible a los consumidores en función de su situación económica. Debe prestarse atención a la elección de los niveles apropiados de servicio, calidad y tecnología, la supervisión regulatoria, la necesidad de contar con programas de sensibilización y la importancia de la participación de la comunidad".

Asimismo, las Directrices invitan al sector empresarial a adoptar una conducta comercial, en sintonía con una relación justa y equitativa hacia los consumidores: "Las empresas no deben someter a los consumidores a prácticas ilegales, poco éticas, discriminatorias o engañosas, como las tácticas de comercialización abusivas, el cobro abusivo de deudas u otra conducta inadecuada que pueda entrañar riesgos innecesarios o perjudicar a los consumidores. Las empresas y sus agentes autorizados deben tener debidamente en cuenta los intereses de los consumidores y la responsabilidad de respetar el objetivo de la protección del consumidor".

Respuesta:

La Defensoría del Consumidor del El Salvador, menciona dos principios de las Directrices de las Naciones Unidas para la Protección de los Consumidores, sin embargo omite argumentar cómo o en qué la propuesta de modificación sujeta a consulta pública viola dichos principios, sin embargo, tampoco se observa que la propuesta sometida a consulta pública sea contraria o se oponga a los Principios citados.

Adicionalmente, tal como correctamente lo menciona la Defensoría del Consumidor de El Salvador, las Directrices de las Naciones Unidas para la Protección de los Consumidores son principios y/o directrices que han sido acordadas por los Estados miembros de la ONU, al respecto se aclara que la CRIE es un ente internacional con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional y no un Estado.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La modificación que se está proponiendo también es contraria a lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Particularmente, el artículo 2 sobre los fines del Tratado, literal b, señala: "Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social". Asimismo, el literal g del artículo 2 establece: "Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región".

Es oportuno reflexionar que el desempeño del mercado eléctrico es fundamental para la consecución del desarrollo económico y social de la región, de todos los sectores sociales, esto incluye el acceso económico a servicios fundamentales, como es el caso de la energía. De tal forma que, la propuesta impactaría en la economía de los usuarios, reforzando el desigual acceso a servicios y, por consiguiente, generar impactos en términos del desarrollo. Evidentemente, la propuesta en consulta tiende a favorecer los intereses de los tenedores de Derechos de Transmisión, afectando únicamente a los

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

usuarios finales de los países que supuestamente provocan restricciones, a quienes, desde el funcionamiento de la institucionalidad, les debemos garantizar acceso, especialmente de tipo económico, es decir a precios accesibles.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, se aclara que el criterio considerado por la CRIE está basado en los fines del Tratado Marco y se basó en el siguiente análisis:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Finalizo, recomendando que se realice una revisión profunda e integral de la operación de los Derechos de Transmisión y se elabore una nueva propuesta de mecanismo de funcionamiento, en la cual se solucione el origen de las distorsiones económicas detectadas de los Derechos de Transmisión y no se afecten los intereses económicos de los usuarios finales en la región

Respuesta:
Se considera procedente la observación en cuanto a la realización de una revisión integral de la operación de los Derechos de Transmisión, sin embargo se considera que la propuesta en consulta es está destinada a resolver la problemática de la operación de los Derechos de Transmisión, este aspecto está siendo abordado por la CRIE en un análisis y propuesta posterior.

12 - Puerto Quetzal Power de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER por parte del transportista.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se lograr identificar el motivo porque la propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El origen de esta propuesta de modificación al RMER surge de los defectos de la creación de la Cuenta General de Compensación de la cual se hizo alusión en el numeral romano anterior del presente escrito.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta se basa sobre un hecho en particular ocurrido en el mes de julio de este año, del cual se hace mención en el informe técnico-comercial, específicamente de los días de operación del 1 al 8 de julio del 2018, por lo que se considera que no es una práctica adecuada que CRIE esté regulando sobre situaciones particulares ya que cada vez que surja una nueva, la CRIE propondría nuevos cambios a la regulación regional buscando una solución temporal a una situación particular; cuando se debería de enfocar en analizar y abrir a discusión si la actual metodología de transmisión es aplicable y viable para la particularidad del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la razón que motiva la propuesta en consulta no es un caso específico, la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

En relación a las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Estas acciones lo que incrementan es una incertidumbre jurídica-comercial a los Agentes regionales del MER ya que cada supuesto no contemplado, da lugar a una propuesta de modificación a la regulación sin tener una visión de largo plazo de soluciones concretas.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que lo expuesto es una apreciación del trabajo de la CRIE y no una razón de fondo con argumentos para valorar su consideración.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La creación de la CGC era una propuesta que buscaba una solución temporal y expedita, sin embargo, desde su concepción la misma contenía fallas; y ahora con la propuesta de la CRIE ante un hecho particular, se evidencia la falla que dicha cuenta tenía desde su concepción. Por lo cual, reiteramos y sometemos a su consideración, a que sobre este tema se haga un análisis profundo de la metodología de remuneración de la transmisión que sea congruente con el objetivo y fines del MER

Respuesta:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

En relación a las solicitudes de realizar análisis profundos, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias que considerarán una revisión integral de la norma.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, que él efectúe.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo la facultad de determinar costos adicionales a las demandas internas de cada país miembros del MER a su criterio

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

8- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se sugiere que la CRIE previo a cualquier aprobación de modificación al RMER, analice a profundidad y modifique de fondo el actual procedimiento de remuneración de la transmisión en el Mercado Eléctrico Regional y considere la metodología de estampillado, misma que es ampliamente conocida y aplicada en algunos países miembros del MER y diversos países de América Latina, la cual ha mostrado ser más efectiva, transparente, simple y predecible, permitiendo la expansión óptima de los sistemas de transmisión.

Como ejemplo, se hace mención de dos mercados eléctricos de América del Sur que han migrado a la implementación del modelo de Estampillado. Uno es el de Chile, mismo que es reciente y que modificó el anterior mecanismo que tenía y que era complejo y no daba la señal correcta para la expansión de la transmisión, que es el vehículo para permitir el intercambio de energía entre sistemas y que es el objetivo de la regulación regional. Esto se puede evidenciar con la Ley 20.936 relacionada al Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y nuevo Organismo Coordinador Independiente. Con la entrada en vigor de la nueva ley, se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, que ha sido denominado "estampillado".

Otro ejemplo es Colombia, quien por medio de su resolución CREG 011 de 2009 aplica el cargo de estampilla.

Respuesta:
La sugerencia de realizar un análisis de profundidad del procedimiento de remuneración de la transmisión se considera prudente, sin embargo no se considera procedente condicionar la implantación de la propuesta en consulta a dicho análisis.

13 - Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET- de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La propuesta de modificación tiene como objetivo regular toda generación de costos asociados a las restricciones nacionales derivados del pago de la renta de congestión y abastecimiento no óptimo de energías requeridas de los contratos firmes, que sobrepasen los recursos económicos generados por los CVT en el MER y que son provocados por restricciones de los mercados nacionales que afectan la capacidad de transmisión regional. Estos costos deberán ser asignados a dichos mercados nacionales sin afectar al resto de mercados nacionales no responsables.

El objetivo anterior se pretende lograr con la propuesta de regulación planteada que trasladaría dichos costos asociados a las restricciones nacionales a las demandas nacionales de los países responsables, afectando el cargo complementario y por lo tanto afectando a los consumidores finales de energía eléctrica de esos países. Esta modificación, que afectaría a los consumidores finales de la región, consideramos, contraviene los fines del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, relacionados con propiciar que los beneficios del MER lleguen a todos los habitantes de los países de la región y de crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. En este sentido, estamos en desacuerdo con la propuesta realizada, puesto que las modificaciones no contribuirán al desarrollo de un mercado regional competitivo que favorezca a los consumidores de la región, sino, más bien, promoverán un mercado de mínimo riesgo para los tenedores de los derechos firmes, quienes se verán beneficiados por los costos adicionales que pagarán los consumidores finales de la región que serán afectados.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

En relación a las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta sometida a consulta pública, trasladará los costos adicionales por Renta de Congestión y CVT a las demandas finales de los países que por diversas condiciones técnicas y operativas puntuales realicen restricciones a las importaciones o restricciones a la energía de paso, lo cual consideramos no fue analizado previamente con la profundidad y el detalle requerido, pues no se tomó en cuenta que tanto el EOR como los OS/OM tienen la responsabilidad regional y nacional de mantener en todo momento, la seguridad, continuidad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica en el MER; y además, pueden tomar decisiones operativas para mitigar los posibles riesgos que afecten los sistemas eléctricos interconectados; para lo cual los OS/OM mantienen una adecuada coordinación con el EOR. En este sentido, reducir eventualmente el nivel importaciones o reducir la energía de paso son decisiones operativas puntuales que tienen su fundamento en las condiciones físicas que se presentan en la operación de los sistemas nacionales y deben ser tomadas para evitar un posible colapso, reducir riesgo ante contingencias y darle cumplimiento a las regulaciones establecidas; tal como lo establece el RMER, en su Libro II, numeral 1.3.4.4, letras c) y d), en donde se dispone que los contratos firmes regionales podrán ser reducidos en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora de la RTR o por restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales; por lo que, en los casos en donde no se pueda atender en el predespacho la totalidad de la energía

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

requerida por los compradores de contratos firmes regionales, el EOR procederá a realizar la reducción a las cantidades de energía requerida de cada uno de los contratos firmes que son afectados por las restricciones en la transmisión. En este contexto, la reforma planteada lo que hace es trasladar a los usuarios finales los efectos adversos que ocasiona la metodología de Renta de Congestión y Asignación de los Derechos Firmes (mitiga los efectos) y no aborda de manera integral las causas por las cuales la interrelación que existe entre el flujo físico de la energía y sus restricciones y las condiciones comerciales establecidas en el MER no son razonables y provocan, como resultado de ello, sobrecostos , los cuales son distorsiones que no serán corregidas y afectarán a los consumidores regionales. Además, no se evaluó ni se tomó en cuenta lo mencionado en el Libro II del RMER antes descrito.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

La propuesta en consulta no va en contra del accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones antes indicadas, sean están de forma justificada o no.

Tampoco la propuesta busca resolver ni mitigar la problemática de la factibilidad financiera de los CF y los DF, esta problemática estará siendo abordada en próximas propuestas.

Sobre lo indicado, sobre las disposiciones del Libro II ante la imposibilidad física de abastecer los CF, se aclara que dichas disposiciones están siendo aplicadas, a excepción de la reconfiguración de los DT que actualmente se encuentra en discusión.

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Los OS/OM deben coordinar la operación con el EOR ante situaciones de restricciones nacionales que limiten las transacciones regionales, para lo cual hacen las gestiones correspondientes con dicha entidad para que se les autorice y apruebe las restricciones solicitadas. Estas situaciones son evaluadas por el EOR en todo momento y dan validez o no a lo solicitado. En este sentido, el EOR revisa las restricciones asociadas a mantenimientos o condiciones de operaciones que el OS/OM explica que se deben realizar. Estas condiciones no fueron evaluadas para establecer la propuesta de modificación, sino que solamente se visualizó los efectos de las restricciones, sin considerar que es necesario la corrección de las causas que provocan los costos adicionales, a fin de evitar la afectación a los mercados y consumidores finales nacionales, corregir la insuficiencia financiera a la Cuenta General de Compensación y limitar la montos económicos por renta de congestión que afecten a los consumidores finales de la región. En este contexto, la propuesta no reducirá las solicitudes de restricciones que

realicen los OS/OM al EOR (ya que éstas son acciones indispensables que deben realizarse como parte de la operación física de los sistemas nacionales), sino que solamente afectará los volúmenes de energía firme que se solicite para ser transada en contratos firmes regionales, pues es previsible que los OS/OM y los reguladores nacionales tratarán de minimizar los sobrecostos a los consumidores finales.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se plantea como afectación a los usuarios finales (demandas) el traslado de costos asociados a insuficiencia financiera del MER, cuando en realidad la afectación a los usuarios finales se da, cuanto no se cumplen con los compromisos adquiridos mediante los Contratos Firmes, lo cuales están diseñados para beneficiar a las demandas con mejores precios y certeza de abastecimiento. Se considera que si las Autoridades Nacionales Competentes identifican que sus sistemas eléctricos no son capaces de cumplir con los compromisos que conllevan los Contratos Firmes, en benéfico de sus demandas, no deberían de otorgar las automaciones respectivas.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Mantener la Renta de Congestión en las actuales condiciones como un derecho económico de los tenedores de DF en detrimento de los costos adicionales que deberánn pagar los consumidores finales, al trasladar los sobrecostos ocasionados por las restricciones, a los mercados nacionales de electricidad responsables de las mismas, les asegura a esos agentes del MER condiciones propicias para acordar contratos firmes que posteriormente no sean operativizados en tiempo real, ya que la energía requerida de dichos contratos puede ser abastecida con ofertas de inyección del MER que tienen precios superiores, sin afectar el contrato, pero que genera diferencias de precios que incrementan los CVTn, afectando el cargo complementario y por lo tanto las demandas nacionales. Esta situación unida a las restricciones nacionales beneficiará a los tenedores de Derechos Firmes, al dar como resultado, en algunos casos, que los ingresos recibidos por Renta de Congestión sean superiores a lo pagado por los Derechos Firmes, lo que originará incentivos perversos. Una revisión exhaustiva de los balances de cada agente del MER poseedor de Derechos Firmes, entre los pagado por DF y lo recibido por RC comprobaría esta condición de ingresos superiores por RC que el pago por DF, lo cual es una distorsión que debe corregirse. Estas condiciones no son abordas en la propuesta de modificación

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se platea que la existencia de Renta de Congestión de los Derechos Firmes, son antepuestas a los beneficio es de los consumidores finales, cuando en realidad la existencia de los Derechos Firmes y sus Rentas de Congestión, se basan en las autorizaciones de las energía firmes asociadas y autorizadas por las Autoridades Nacionales Competentes (ANC), el MER únicamente instrumentaliza y administra dichas rentas bajo una normativa conocida y vigente antes de realizar las asignaciones de los DF con base en las autorizaciones de las ANC. Por lo que los costos derivados de las restricciones nacionales ante el incumplimiento de las energías requeridas son conocidos con anticipación por las ANC. La propuesta lo que busca es vincular directamente dichos costos con el país responsable de las restricciones.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

5- NUMERAL O TÓPICO: Cuenta General de Compensación

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
De acuerdo con la modificación propuesta en la Cuenta General de Compensación, toda restricción de los mercados nacionales que afecte a dicha cuenta, ya sea produciendo renta de congestión de los derechos firmes o costos adicionales por abastecer los contratos firmes con ofertas de venta de terceros, mayores que las ofertas de flexibilidad de la parte vendedora de los Derechos Firmes, serán costos asociados a las restricciones nacionales que deberán ser pagados por los mercados o sistemas nacionales responsables. Estas condiciones establecidas para la aplicación del CARN, no toman en cuenta la naturaleza de las restricciones, las cuales pueden tener diversas causas: mantenimiento de las Líneas de Transmisión, Subestaciones, condiciones de operación ante contingencias, etc., lo cual puede provocar aumentos continuos de los precios de la energía en los nodos. En este sentido, los CARN serán aplicados indistintamente, afectando el cargo complementario, y, por lo tanto, las demandas nacionales de los países responsables

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no va en contra del accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones antes indicadas, sean están de forma justificada o no

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Al aplicar el CARN en la CGC afectará el Cargo Complementario, como se explicó anteriormente; perjudicando a los consumidores finales que pagarán más por la Línea SIEPAC, lo cual contraviene el Diseño General del MER que fundamentaba el mayor pago de la Línea SIEPAC en el Peaje, cargo que actualmente está con un valor de cero en la metodología transitoria vigente, tal como se puede observar en el numeral 3.3.2.1: El peaje y Cargo Complementario de la Línea SIEPAC.

Lo anterior, es una condición que debe ser abordada previamente y es claro que la propuesta presentada no lo contempla en detalle, afectando aún más a los consumidores finales que están soportando el mayor porcentaje del pago de la Línea SIEPAC, a través del cargo complementario que será afectado adicionalmente con el CARN, pues las restricciones que provocan costos adicionales corresponden a condiciones físicas de operación que siempre surgirán en la operación de los sistemas nacionales

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se plantea que la propuesta introduce nuevos cargos en los CC a los consumidores finales, sin embargo se clara que desde siempre, todos los costos producidos en el MER en concepto de CVT netos, existan DF o no, han sido trasladados a los países a través de sus OS/OM y agentes transmisores nacionales, con la entra de la CGC esta situación no cambió, ya que ahora dichos costos se traslada a los países a través de esta cuenta, la propuesta en consulta lo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

que pretende en vincular el costo con el país responsable únicamente, es decir que no aumento o disminuye el costo que se deriva de autorizar nacionalmente energía firmes y luego no cumplir con la capacidad de abastecerlas.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de modificación a la metodología no establece la forma en que el EOR asignará los CARN a los países responsables y la forma de validarlos. En este sentido, el procedimiento a seguir está incompleto, lo cual generará condiciones de incertidumbre en el MER. En el numeral 2: Otras disposiciones se establece 30 días al EOR para que determine el procedimiento. Esta condición deja la propuesta sin uno de sus elementos fundamentales que es la forma y criterios de asignación de los CARN y la definición de las responsabilidades de los países en el cálculo de los costos adicionales, lo cual debería estar especificado y detallado en los documentos están siendo sometidos a consulta en esta ocasión

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

8- NUMERAL O TÓPICO: Modelo de remuneración de la transmisión regional

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Los sobrecostos son el resultado de un modelo de remuneración de la transmisión regional que se implementó en forma transitoria, por la imposibilidad de implementar el peaje; en ese contexto, la metodología implementada crea distorsiones y un mercado financiero para los agentes del MER que utilizan la RTR, que continuamente están afectando a los consumidores finales de la región. Las soluciones al respecto son ajustes a la metodología que buscan mitigar los resultados de su aplicación, sin hacer cambios que vallan al fondo de los problemas. Por ello se requiere una evaluación de medidas que le dé estabilidad a la remuneración de la transmisión regional y no sobrevalore los cargos correspondientes que afecten a los consumidores finales de la región, con los cambios propuestos no se logra dicho objetivo.

Por otra parte, es importante mencionar que los valores de máximas capacidades de transferencias entre países que están vigentes en la fecha en que el EOR publica las capacidades operativas para las asignaciones de los derechos firmes de transmisión; no consideran los posibles cambios futuros en las máximas transacciones que pudieran realizarse, por condiciones atípicas no previstas en la operación.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Esta situación se debe analizar, ya que es necesario revisar la actualización de las máximas transferencias que son utilizadas en las subastas de los derechos firmes, que puede ser diferentes a las capacidades reales por áreas de control

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se afirma que los sobrecostos son "*...resultado de un modelo de remuneración de la transmisión regional que se implementó en forma transitoria, por la imposibilidad de implementar el peaje*", siendo esto incorrecto, ya que los sobre costos se derivan de los CVT netos, lo cuales están siendo aplicados con base en el diseño original del MER, basado en la diferencia de precios nodales ex antes y los flujos programados, el hecho que el Peaje sea cero no impacta con el cálculo de los CVT netos, los sobre costos asociados a los CF y DF se derivan principalmente de autorizar nacionalmente energía firmes y luego no cumplir con la capacidad de abastecerlas.

14- Enel Green Power, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La metodología únicamente define la nomenclatura para los costos "CARN_RES" y el "CARN_NO_RES", sin embargo se requiere incluir la formulación específica para su cálculo.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No se especifica cuáles son los "respectivos intereses acumulados" que aplicarán a los CARN.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se trata de una aclaración; se aclara que los respectivos intereses acumulados serán los generados por las cuentas por pagar a los agentes acreedores que dejaron de percibir ingresos por saldos negativos (déficit) en las CGC, derivados de la existencia de restricciones nacionales.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Tal como se ha venido indicando en resoluciones previas, la CRIE debería incluir ejemplos numéricos de la metodología propuesta. Ello es requerido para verificar la efectividad de las modificaciones propuestas, y que de esta forma sea posible confirmar el resultado esperado con la nueva metodología.

Respuesta:
Se toma en consideración la necesidad planteada.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: En el numeral 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

En el numeral 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)" se establece lo siguiente: *"Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a los DT se vea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, produciéndose que; a) las rentas de congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por oferta de venta de terceros mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, se establecerá un Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN), para el cual se deberá aplicar ...."* **se recomienda se especifiquen claramente los casos en que procederá aplicar esta propuesta; ya que consideramos que en caso las "restricciones generadas por los mercados o sistemas nacionales", se produzcan por una orden del Ente Operador Regional, no se aplique esta propuesta.**

Respuesta:
Se aclara que el procedimiento de detalle para identificar los CARN, es encomendado por la normativa al EOR, por lo que se trasladará la sugerencia al EOR para la evaluación de la misma.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: procedimiento para la identificación de los CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es indispensable que se defina ex ante el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, y se presente una simulación del impacto esperado de los CARN a ser incluidos en la CMM.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Al tener definidos claramente los puntos anteriores se podrán confirmar los efectos positivos de la propuesta, ya que tal y como esta en este momento (con dichos puntos abiertos) no estamos de acuerdo con la misma, puesto que introduce un riesgo adicional a los costos que tenemos como exportadores de energía de Contratos Firmes.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se considera necesario desarrollar un procediendo de detalle, previo a la aprobación de la norma general, ya que dicho procedimiento no condiciona el fondo de dicha norma.

15 - Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta es contraria a los objetivos del Tratado Marco del MER, claramente establecido en su art. 1, que propugna a una formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y que sobre todo favorezca a la demanda a nivel regional.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado

de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El art. 2, literal g, del Tratado Marco del MER establece lo siguiente: "propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región" y con la resolución sujeta a consulta lo que se está haciendo es una distribución de beneficios ya sea positivos o negativos de forma diferenciada entre la demanda regional.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
EL art. 3, establece que el Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, que el principio de Competencia expresa: " Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias", con la propuesta de modificación que se está planteado estaríamos estableciendo reglas no objetivas

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se recomienda una revisión integral al RMER para evitar seguir realizando reformas parciales de manera continua.

Respuesta:
En relación a las solicitudes de revisión integral indicada, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

16 - Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se solicita que cada vez que se realice una modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, se actualice y publique la versión actualizada del referido reglamento con la respectiva indicación de concordancia con el registro histórico integrado de modificaciones, tomando en cuenta que se han emitido las resoluciones que corresponden a las consultas públicas 03-2017, 05-2017, 01-2018, 02-2018, 03-2018 y hasta la fecha no existe una publicación con la versión integrada y actualizada del RMER.

Respuesta:
Se toma nota de su solicitud y se le informa que la CRIE pondrá a disposición una versión del RMER actualizada.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera necesario y urgente una revisión y análisis integral del modelo que debe utilizarse para la remuneración del servicio de Transmisión Regional con el objeto que se desarrolle y se adopte un procedimiento definitivo (y no transitorio como el vigente) que incentive el cumplimiento de los refuerzos nacionales necesarios para que se mantenga la capacidad de 300 MW de intercambio entre áreas de control, que el procedimiento cumpla con el principio de gradualidad respecto de las regulaciones nacionales. Lo anterior, tomando en cuenta que, la propuesta de inclusión este nuevo concepto de Costos Asociados a Restricciones Nacionales -CARN- es una medida que pretende resolver una situación particular que se ha presentado recientemente, pero tiene su origen desde el diseño general del Mercado Eléctrico Regional.

Es importante resaltar que la modificación propuesta sería la tercera que se realiza a la metodología TRANSITORIA en cuestión, emitida en el año 2012 y que actualmente no es posible replicar los resultados con la información publicada en la página web del EOR

Respuesta:
La necesidad de revisión y análisis integral indicada, será considerada por la CRIE.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesaria una medida que resuelva de fondo el origen de los efectos que ha observado el Ente Operador Regional -EOR- y la CRIE derivados de las restricciones nacionales. La aplicación de los CARN no evita ni mitiga directamente los sobrecostos que se seguirán generando derivado de restricciones generadas en los mercados o sistemas eléctricos nacionales, solo cambia la asignación de los montos de dinero.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
En efecto la propuesta en consulta no pretende mitigar los sobre costos indicados, sino que trasladar dichos sobrecostos de forma vinculante al país que lo provoca, las propuesta orientadas a mitigar los sobrecostos están siendo parte de análisis para próximas propuesta regulatorias.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: 2

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Conforme se observa en el numeral 2, del documento de consulta, denominado "Otras disposiciones", la modificación de la metodología se encuentra incompleta al momento que no se define el proceso de identificación de los CARN, siendo esto fundamental dentro del proceso. Se considera que la metodología para que el EOR determine los CARN en cada mes debió salir como parte del presente procedimiento de Consulta Pública al ser una disposición fundamental en la aplicación de estos cargos. En todo caso, se considera que dicha metodología deberá ser sometida a un nuevo proceso de consulta pública previo a su inclusión en la regulación regional

Respuesta:
El el procedimiento indicado, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: cálculo de los CARN

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de metodología de cálculo de los CARN tiene algunos vacíos al no considerar cada uno de los posibles casos que se puedan presentar para evitar una modificación posterior, por lo tanto, debe ser completada. Lo anterior se evidencia en la modificación al numeral 3.3.2.1, debido a que, conforme la fórmula propuesta para el cálculo de los CARN para los países no responsables, que se presenta a continuación:

$$CARN\_NO\_RES_{pnr,s} = \sum_{pr}^{r} CARN\_RES_{pr,s} * \left[\frac{Demanda\_de\_pais\_{pnr,s}}{\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais\_{pnr,s}}\right]$$

Se observa que, tomando en cuenta que el cálculo es mensual, si en algún mes se presentan restricciones en los 6 países, que no precisamente deben ser simultáneas, sino que basta con que sean en el mismo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

mes, se provoca que el término $\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais\ _{pnr,s}$ resulte con un valor de 0 y no hay un mecanismo que asigne esos CARN generados ante tal indefinición matemática.

Respuesta:
Se considera procedente la observación y se procederá a revisar la formulación para realizar las correcciones que correspondan.

17- Orazul Energy Guatemala y Cía, S.C.A de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER por parte del transportista

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se lograr identificar el motivo porque la propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El origen de esta propuesta de modificación al RMER surge de los defectos de la creación de la Cuenta General de Compensación (CGC).

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta se basa sobre un hecho en particular ocurrido en el mes de julio de este año, del cual se hace mención en el informe técnico-comercial, específicamente de los días de operación del 1 al 8 de julio del 2018, por lo que se considera que no es una práctica adecuada que CRIE esté regulando sobre situaciones particulares ya que cada vez que surja una nueva, la CRIE propondría nuevos cambios a la

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

regulación regional buscando una solución temporal a una situación particular; cuando se debería de enfocar en analizar y abrir a discusión si la actual metodología de transmisión es aplicable y viable para la particularidad del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la razón que motiva la propuesta en consulta no es un caso específico, la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

En relación a las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Estas acciones lo que incrementan es una incertidumbre jurídica-comercial a los Agentes regionales del MER ya que cada supuesto no contemplado, da lugar a una propuesta de modificación a la regulación sin tener una visión de largo plazo de soluciones concretas.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que lo expuesto es una apreciación del trabajo de la CRIE y no una razón de fondo con argumentos para valorar su consideración.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La creación de la CGC era una propuesta que buscaba una solución temporal y expedita, sin embargo, desde su concepción la misma contenía fallas; y ahora con la propuesta de la CRIE ante un hecho particular, se evidencia la falla que dicha cuenta tenía desde su concepción. Por lo cual, reiteramos y sometemos a su consideración, a que sobre este tema se haga un análisis profundo de la metodología de remuneración de la transmisión que sea congruente con el objetivo y fines del MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.
En relación a las solicitudes de realizar análisis profundos, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias que considerarán una revisión integral de la norma.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, que él efectúe.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo la facultad de determinar costos adicionales a las demandas internas de cada país miembros del MER a su criterio.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

8- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Se sugiere que la CRIE previo a cualquier aprobación de modificación al RMER, analice a profundidad y modifique de fondo el actual procedimiento de remuneración de la transmisión en el Mercado Eléctrico Regional y considere la metodología de estampillado, misma que es ampliamente conocida y aplicada en algunos países miembros del MER y diversos países de América Latina, la cual ha mostrado ser más efectiva, transparente, simple y predecible, permitiendo la expansión óptima de los sistemas de transmisión.

Como ejemplo, se hace mención de dos mercados eléctricos de América del Sur que han migrado a la implementación del modelo de Estampillado. Uno es el de Chile, mismo que es reciente y que modificó el anterior mecanismo que tenía y que era complejo y no daba la señal correcta para la expansión de la transmisión, que es el vehículo para permitir el intercambio de energía entre sistemas y que es el objetivo de la regulación regional. Esto se puede evidenciar con la Ley 20.936 relacionada al Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y nuevo Organismo Coordinador Independiente. Con la entrada en vigor de la nueva ley, se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, que ha sido denominado "estampillado".

Otro ejemplo es Colombia, quien por medio de su resolución CREG 011 de 2009 aplica el cargo de estampilla.

Respuesta:
Se acoge la sugerencia de realizar un análisis de profundidad del procedimiento de remuneración de la transmisión, sin embargo no se considera procedente condicionar la implantación de la propuesta en consulta a dicho análisis.

18- Poliwatt Limitada de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER por parte del transportista

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se lograr identificar el motivo porque la propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El origen de esta propuesta de modificación al RMER surge de los defectos de la creación de la Cuenta General de Compensación (CGC).

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta se basa sobre un hecho en particular ocurrido en el mes de julio de este año, del cual se hace mención en el informe técnico-comercial, específicamente de los días de operación del 1 al 8 de julio del 2018, por lo que se considera que no es una práctica adecuada que CRIE esté regulando sobre situaciones particulares ya que cada vez que surja una nueva, la CRIE propondría nuevos cambios a la regulación regional buscando una solución temporal a una situación particular; cuando se debería de enfocar en analizar y abrir a discusión si la actual metodología de transmisión es aplicable y viable para la particularidad del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la razón que motiva la propuesta en consulta no es un caso específico, la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

En relación a las solicitudes de revisión integrales indicadas, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Estas acciones lo que incrementan es una incertidumbre jurídica-comercial a los Agentes regionales del MER ya que cada supuesto no contemplado, da lugar a una propuesta de modificación a la regulación sin tener una visión de largo plazo de soluciones concretas.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que lo expuesto es una apreciación del trabajo de la CRIE y no una razón de fondo con argumentos para valorar su consideración.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La creación de la CGC era una propuesta que buscaba una solución temporal y expedita, sin embargo, desde su concepción la misma contenía fallas; y ahora con la propuesta de la CRIE ante un hecho particular, se evidencia la falla que dicha cuenta tenía desde su concepción. Por lo cual, reiteramos y sometemos a su consideración, a que sobre este tema se haga un análisis profundo de la metodología de remuneración de la transmisión que sea congruente con el objetivo y fines del MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

En relación a las solicitudes de realizar análisis profundos, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias que considerarán una revisión integral de la norma.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, que él efectúe.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo la facultad de determinar costos adicionales a las demandas internas de cada país miembros del MER a su criterio.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

8- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Se sugiere que la CRIE previo a cualquier aprobación de modificación al RMER, analice a profundidad y modifique de fondo el actual procedimiento de remuneración de la transmisión en el Mercado Eléctrico Regional y considere la metodología de estampillado, misma que es ampliamente conocida y aplicada en algunos países miembros del MER y diversos países de América Latina, la cual ha mostrado ser más efectiva, transparente, simple y predecible, permitiendo la expansión óptima de los sistemas de transmisión.

Como ejemplo, se hace mención de dos mercados eléctricos de América del Sur que han migrado a la implementación del modelo de Estampillado. Uno es el de Chile, mismo que es reciente y que modificó el anterior mecanismo que tenía y que era complejo y no daba la señal correcta para la expansión de la transmisión, que es el vehículo para permitir el intercambio de energía entre sistemas y que es el objetivo de la regulación regional. Esto se puede evidenciar con la Ley 20.936 relacionada al Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y nuevo Organismo Coordinador Independiente. Con la entrada en

vigor de la nueva ley, se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, que ha sido denominado "estampillado".

Otro ejemplo es Colombia, quien por medio de su resolución CREG 011 de 2009 aplica el cargo de estampilla.

Respuesta:
Se acoge la sugerencia de realizar un análisis de profundidad del procedimiento de remuneración de la transmisión, sin embargo no se considera procedente condicionar la implantación de la propuesta en consulta a dicho análisis.

19 - Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa –CEL- de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Por medio de la presente, **deseo reiterar nuestro total desacuerdo en relación a la propuesta de modificación sujeto de la resolución CRIE 80-2018. Esta propuesta de modificación deja en claro la falta de interés por parte de esa Comisión en la consolidación de un Mercado Eléctrico Regional objetivo y justo, donde no deberían de priorizarse los intereses económicos y comerciales de los agentes tenedores de Derechos de Transmisión por encima de los intereses de los Usuarios Finales de Centroamérica, y por encima de la seguridad operativa de los países de la región.**

Esta propuesta de modificación, abiertamente justificada en la Resolución CRIE 80-2018 según el *"criterio de no afectar a los Derechos Firmes asignados y los Contratos Firmes Declarados, es decir, no afectar las transacciones firmes en el Mercado Eléctrico Regional desde la regulación regional"*, contraría los fines del Mercado Eléctrico Regional establecidos en el Artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centro América, entre los cuales se encuentra *"Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región"*, y *"Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región"*. La propuesta contraría además el Artículo 23 del Tratado Marco, el cual establece como una de las facultades de la CRIE el *"tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado"*, proponiendo la adopción de mecanismos que otorgan de manera infundada un trato especial a los agentes tenedores de Derechos de Transmisión buscando garantizar la protección de sus intereses económicos individuales.

La propuesta de modificación sometida a consulta pública representa únicamente una medida paliativa que proporcionará una solución temporal, pero no soluciona el verdadero origen del

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

problema, y por lo tanto no logrará evitar la aparición de déficit a futuro. El verdadero origen de los montos cargados a la Cuenta General de Compensación radica en el funcionamiento de los Derechos de Transmisión, el cual previo a la creación de la Cuenta General de Compensación originó diversos problemas por ejemplo, cargos injustificados para la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), los cuales a enero 2018 sumaban $1,375,153.17, cargos infundados, por los cuales ETESAL elevó reclamos tanto al regulador nacional SIGET, como al Ente Operador Regional (EOR), y finalmente a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) con fecha 16 de mayo de 2018, y hasta la fecha no existe resolución alguna.

El objetivo de los Derechos de Transmisión debería eliminar el riesgo vinculado a las transacciones regionales de energía. Por lo tanto, al existir un Contrato Firme asociado a un Derecho de Transmisión, se esperaría que la energía intercambiada diariamente por los titulares del contrato sea igual a la energía pactada en el contrato. No obstante, puesto que según el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, un Derecho de Transmisión otorga a su titular el derecho **pero no la obligación** de inyectar o retirar energía en la red de transmisión regional, según informes del operador nacional Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. existen diariamente considerables diferencias entre la energía contratada y la energía intercambiada. **Estas diferencias de energía, que se presentan aún durante condiciones normales en la disponibilidad de la red, parecerían obedecer a estrategias puramente comerciales de los agentes tenedores de Derechos de Transmisión, que les permite evitar los costos vinculados a las transacciones de energía al no realizarlas, y continuar percibiendo sin falta ingresos en concepto de Renta de Congestión.**

Aunado a esto, durante las subastas de Derechos de Transmisión sistemáticamente los agentes que resultan adjudicados pagan montos sorprendentemente inferiores al valor estimado del Derecho que les fue otorgado, sin olvidar que dichas subastas adjudican volúmenes de Derechos de Transmisión que superarían las capacidades reales y naturalmente fluctuantes de las líneas de interconexión. Como consecuencia, los Ingresos por la venta de Derechos de Transmisión que percibe el Mercado Regional durante estas subastas serían lógicamente insuficientes. **Por lo tanto, es de esperar que los pagos insuficientes por los Derechos de Transmisión y la falta de ejecución de los Contratos Firmes resulten en distorsiones financieras en la Cuenta General de Compensación, que no necesariamente se deben a congestionamientos causados por indisponibilidades de la red debido a eventos no programados, fallas o negligencia en la operación y el mantenimiento de la red, pero que podrían ser interpretados de esta forma a la hora de la conciliación de cargos y abonos en el Mercado Regional, penalizando por ello equivocada e injustamente al Usuario Final.** Por el contrario, ETESAL realiza mantenimientos oportunos programados y aprobados por la UT y el EOR, y desarrolla proyectos de expansión de la red de transmisión que forman parte de su programa de inversiones para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño de la red en atención a la regulación nacional y regional.

Con la solución superficial y temporal propuesta en la resolución CRIE 80-2018, se estará penalizando directamente a los Usuarios Finales de los países que únicamente buscan cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño que establece la reglamentación regional, y con los requerimientos de la operación establecidos en la reglamentación nacional de cada país. Aplicar cargos a los Usuarios Finales de un país, debido a reducciones en las máximas capacidades de transferencia solicitadas por un operador que busca únicamente apegarse a la reglamentación nacional y regional y velar por la seguridad del sistema nacional y su generación base, carece de lógica.

La propuesta de modificación buscaría obligar a los países a dejar de controlar los niveles de importación, bajo amenaza de impactos económicos negativos para los Usuarios Finales. No obstante,

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

permitir la entrada de niveles desmesurados de importaciones de energía sin ningún tipo de control pone en riesgo la generación base nacional, así como la capacidad del sistema eléctrico nacional de reaccionar ante cualquier situación de contingencia. La modificación propuesta en la Resolución CRIE 80-2018, sugiere el interés de beneficiar a unos pocos en lugar de beneficiar a todos los Usuarios Finales de la región, eliminando el riesgo para los tenedores de Derechos de Transmisión, pero poniendo en riesgo la seguridad operativa de los mercados eléctricos de la región.

En razón de los motivos previamente expuestos, reitero una vez más nuestro rechazo hacia la propuesta realizada por medio de la resolución CRIE 80-2018, exhortando a su Junta a considerar los puntos en la presente expuestos, pero más importante, **solicitando la formulación de una solución a los montos cargados a la Cuenta General de Compensación que resuelva el verdadero origen de las insuficiencias financieras del Mercado Eléctrico Regional, priorizando la protección de los intereses de los Usuarios Finales de la región y la seguridad de los sistemas operativos y generación base de cada país, por encima de los intereses individuales de los agentes tenedores de Derechos de Transmisión y las importaciones desmesuradas de energía, honrándose así los objetivos establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centro América.**

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la razón que motiva la propuesta en consulta no es lo manifestado, la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

20 - Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica –ASCEE- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se elimina la señal de inversión para la expansión de la Red de Transmisión Regional, provocando estados de congestión casi continua y desincentivando las transacciones de largo plazo de energía firme. Con esta propuesta se estaría violentando los fines concebidos del Tratado Marco, específicamente, establecer condiciones para el crecimiento del MER, incentivando una mayor y competitividad establecidos en el artículo 2 del Tratado Marco, del cual ya se ha hecho mención anteriormente

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se lograr identificar el motivo porque la propuesta elimina la señal de inversión para la expansión del SER.

Adicionalmente se aclara que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
El origen de esta propuesta de modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional surge de los defectos de la creación de la Cuenta General de Compensación, de la cual se hizo alusión en el numeral romano anterior del presente escrito

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La propuesta se basa sobre un hecho en particular del cual se hace mención en el informe técnico-comercial, específicamente de los días de operación del 1 al 8 de julio del 2018, por lo que se considera que no es una práctica adecuada que CRIE esté regulando sobre situaciones particulares ya que cada vez que surja una nueva, la CRIE propondría nuevos cambios a la regulación regional buscando una solución temporal a una situación particular; cuando se debería de enfocar y cumplir con sus objetivos generales definidos en el Tratado Marco (norma superior jerárquica en el Mercado Eléctrico Regional) procurando el desarrollo, transparencia y buen funcionamiento del mismo. Lo cual se lograría, si la CRIE en cumplimiento a sus facultades establecidas, sometiera a discusión de los agentes del MER y demás instituciones/órganos relacionados, ¿la actual metodología de transmisión es aplicable y viable para la particularidad del MER?.

Esto origina una incertidumbre jurídica-comercial a los Agentes regionales del Mercado Eléctrico Regional ya que cada vez que se identifique un supuesto no contemplado, estaría dando lugar a una propuesta de modificación a la regulación sin tener una visión de largo plazo de soluciones concretas. Lo cual no le da certeza jurídica a las transacciones que entre agentes regionales se realizan y reduciendo relaciones comerciales de largo plazo a un corto plazo (diario o semanal), el cual no debería ser un efecto deseado por los organismos regionales.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la razón que motiva la propuesta en consulta no es un caso específico, la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La creación de la CGC era una propuesta que buscaba una solución temporal y expedita, sin embargo, desde su concepción la misma contenía fallas; y ahora con la propuesta de la CRIE ante un hecho particular, se evidencia la falla que dicha cuenta tenía desde su concepción. Por lo cual, **reiteramos y sometemos a su consideración, a que sobre este tema se haga un análisis profundo de la metodología de remuneración de la transmisión que sea congruente con la particularidad del MER así como con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco.**

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

En relación a las solicitudes de realizar análisis profundos, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias que considerarán una revisión integral de la norma.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, que él efectúe.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraría a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo una facultad no prevista en determinarle costos adicionales a las demandas internas de cada país miembro del MER a su criterio y no implementando un despacho económico; así como también la contradicción al fin del Tratado Marco definido en el inciso g) que dice: "g) Propiciar los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.". Es decir, que todos los países miembros del MER con estos sobrecostos y con las arbitrariedades en la operación del MER, la afectación a la demanda de cada país es una probabilidad alta y no clara

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se sugiere que la CRIE previo a cualquier aprobación de modificación al RMER en relación con esta Consulta, **analice a profundidad y modifique de fondo el actual procedimiento de remuneración de la transmisión en el Mercado Eléctrico Regional y considere la metodología del estampillado, misma que es ampliamente conocida y aplicada en algunos países miembros del MER y diversos países de América Latina.**

Como ejemplo, se hace mención de los dos modelos vigentes de Estampillado en Sudamérica. Uno es el de Chile, mismo que es reciente y que modificó el anterior mecanismo que tenía y que era complejo y no daba la señal correcta para la expansión de la transmisión, que es el vehículo para permitir el intercambio de energía entre sistemas y que es el objetivo de la regulación regional. Esto se puede evidenciar con la Ley 20.936 relacionada al Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y nuevo Organismo Coordinador Independiente. Con la entrada en vigor de la nueva ley, se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, que ha sido denominado "estampillado". Otro ejemplo es Colombia, quien por medio de su resolución CREG 011 de 2009 aplican el cargo de estampilla.

Respuesta:
Se acoge la sugerencia de realizar un análisis de profundidad del procedimiento de remuneración de la transmisión, sin embargo no se considera procedente condicionar la implantación de la propuesta en consulta a dicho análisis.

21 - Monte Rosa, S.A. de Nicaragua

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de modificación normativa contenida en el proceso de consulta pública CRIE 06-2018, requiere un análisis y justificación previo a ser aplicada, dado que presenta aspectos que no permiten identificar el alcance y efectos de dicha propuesta.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó una análisis de detalle sobre la problemática, el cual fue considerado para identificar la propuesta en consulta con adeudad para tal fin.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que se defina ex ante el procedimiento para la definición de los CARN para cada país responsable.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que el procedimiento de determinación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) incluya la especificación de los casos en los cuales se generen restricciones, definiendo si las restricciones generadas por mantenimientos programados son incluidas dentro del procedimiento

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La metodología de Peaje de la línea SIEPAC debe ser considerada con valor "cero", sin embargo, en la propuesta remitida no queda claro cómo se aplicará en el período de seis meses propuesto. Se infiere que la metodología será aplicada mensualmente con la información de los últimos seis meses, sin embargo, no se muestra claramente la aplicación de la misma.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la observación requiere de una aclaración: la metodología seguirá siendo de aplicación mensual, considerado el IAR entre 12 y la Compensación Semestral del MER (CMS) entre 6 del saldo de la CGC del semestre anterior.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario se incluya como parte de las propuestas normativas, simulaciones de los efectos e impactos planteados por las mismas, en el caso de la presente propuesta debería trasladarse una simulación de los efectos del CARN a ser incluidos en los CMM

Respuesta:
Se tomará en cuenta la propuesta una vez se cuente con el procedimiento de cálculo de los CARN, previo a su aplicación.

22 - Pantaleón, S.A y Concepción, S.A de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de modificación normativa contenida en el proceso de consulta pública CRIE 06-2018, requiere un análisis y justificación previo a ser aplicada, dado que presenta aspectos que no permiten identificar el alcance y efectos de dicha propuesta.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó una análisis de detalle sobre la problemática, el cual fue considerado para identificar la propuesta en consulta con adeudad para tal fin.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que se defina ex ante el procedimiento para la definición de los CARN para cada país responsable.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que el procedimiento de determinación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) incluya la especificación de los casos en los cuales se generen restricciones, definiendo si las restricciones generadas por mantenimientos programados son incluidas dentro del procedimiento

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La metodología de Peaje de la línea SIEPAC debe ser considerada con valor "cero", sin embargo, en la propuesta remitida no queda claro cómo se aplicará en el período de seis meses propuesto. Se infiere que la metodología será aplicada mensualmente con la información de los últimos seis meses, sin embargo, no se muestra claramente la aplicación de la misma.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la observación requiere de una aclaración: la metodología seguirá siendo de aplicación mensual, considerado el IAR entre 12 y la Compensación Semestral del MER (CMS) entre 6 del saldo de la CGC del semestre anterior.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario se incluya como parte de las propuestas normativas, simulaciones de los efectos e impactos planteados por las mismas, en el caso de la presente propuesta debería trasladarse una simulación de los efectos del CARN a ser incluidos en los CMM

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
Se tomará en cuenta la propuesta una vez se cuente con el procedimiento de cálculo de los CARN, previo a su aplicación.

23 - Jaguar Energy Guatemala LLC de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Para remitir comentarios y observaciones definitivas sobre la Propuesta, es necesario conocer el procedimiento del EOR (numeral 2.1) para identificar los montos del CARN de cada país, así como los criterios para establecer causas y causantes de las Restricciones Nacionales. La Propuesta es muy general al abordar este aspecto, lo cual podría generar muchas discrecionalidades en la aplicación del texto

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Propuesta busca convertir a los transmisores en agentes completamente pasivos en las transacciones, sin embargo se solicita a CRIE no trasladar riesgos a los Agentes con Derechos Firmes de Transmisión, tomando en cuenta que en muchas oportunidades son los mismos transmisores los causantes de las restricciones en la RTR. Lo anterior porque el texto de la Propuesta establece *"....e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados."* (el resaltado es nuestro), lo cual genera una incertidumbre y riesgo no controlable para un titular de DFT que ya realizó pagos anticipados por el uso de la transmisión

Respuesta:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se logra comprender la observación, en cuanto a lo indicado sobre los agentes transmisores, el posible atraso en el pago de los agentes acreedores, cuando la CGC pudiera resultar sin fondos, sería una consecuencia del déficit que se dé en el MER.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Por lo anterior es necesario definir detalladamente en la Propuesta el tratamiento de las cuentas incobrables, sus responsables y las entidades encargadas de dar el seguimiento correspondiente, así como la aplicación del RMER en cuanto a las sanciones según corresponda. En caso contrario la incertidumbre (riesgo) para los agentes que requieren de DFTs para la Contratación regional de corto plazo aumentará innecesariamente

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la cuantas por pagar que se deriven de la operación comercial del MER, cuentan con un procedimiento en el RMER para su respectiva gestión de pago y seguimiento.

24 - Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala –ACI- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera oportuno que la CRIE analice el alcance y los efectos de la propuesta de adecuación normativa, mediante el desarrollo de simulaciones de las modificaciones con eventos ya ocurridos en la operación del MER, como parte del proceso de cambio normativo

Respuesta:
Se tomará en cuenta la propuesta una vez se cuente con el procedimiento de cálculo de los CARN, previo a su aplicación.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Se considera necesario que el procedimiento de determinación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) incluya la especificación de los casos en los cuales se generen restricciones, definiendo si las restricciones generadas por mantenimientos programados son incluidas dentro del procedimiento

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera necesario que el procedimiento defina los criterios específicos que se tomarán en cuenta para la identificación de los mercados nacionales responsables y con esto evitar que el mismo esté sujeto a interpretaciones o discusiones que demoren el proceso de determinación de los CARN

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera adecuado que, cuando se defina el procedimiento para la identificación de los CARN, el mismo sea sometido a Consulta Pública, ya que es una modificación a la regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

25 - Excelergy, S.A. de C.V. de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Estamos de acuerdo con la Metodología propuesta por CRIE, es importante que exista una metodología que logre compensar los países que han realizado las respectivas ampliaciones de transmisión internas y que penalice a los países que aún son deficitarios en la transmisión

Respuesta:
Se toma en cuenta la opinión.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Recomendamos que los DF (Derechos Firmes) asignados y los CF (Contratos Firmes) declarados, los cuales han sido obtenidos bajo la regulación vigente en una subasta anual o mensual realizada, sean respetados. Para el caso en particular de los últimos DF anuales asignados, el plazo debe respetarse hasta junio/2019

Respuesta:
Se toma en cuenta la opinión.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Debido a que para los países que restringen la capacidad de transmisión, producto de cumplir con los criterios de calidad y seguridad de su sistema, es imperante que la CRIE en conjunto con el EOR puedan proponer modificar la metodología de subasta de los Derechos de Transmisión, siempre y cuando sean vigentes a partir de julio/2019, conforme al punto anterior. Para ello, es necesario atender la estacionalidad que cada país posee, conforme a su necesidad de ampliar o reducir dicha capacidad.

Es importante que las Capacidades de Transmisión publicadas para cada subasta se ajuste o modelen mensualmente, de tal manera se obtenga la flexibilidad de ofertar distintas Potencias (MW) mensuales que atiendan a la realidad de cada país. Asimismo, se obtenga la versatilidad de poder ofertar por bloques horarios el DT; de tal forma se logre maximizar la transmisión para la cual ha sido diseñado el Proyecto SIEPAC, se atienda las particularidades técnicas del Operador del Sistema de cada país y se

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

respete la voluntad de los distintos Agentes de continuar con sus Contratos Regionales ejerciendo su derecho de poder mitigar los riesgos de costos de transmisión a través de las Subasta de DT.

Respuesta:
Se toma en cuenta la opinión.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Exhortamos a la CRIE a seguir promoviendo los beneficios derivados del mercado eléctrico regional, como lo establece los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Para el caso particular de El Salvador, los beneficios han sido fehacientes, específicamente por la importación de energía que ha desplazado energía con costos de producción más caros, ahorros significativos que han y siguen beneficiando a todos los habitantes, de igual manera se obtienen beneficios para aquellos generadores o países que tienen excedentes de generación y por medio de estos instrumentos promueven las inversiones.

Estos beneficios para el país no serían posibles, de no ser por la participación activa de sus Agentes y de la confianza y transparencia en las reglas del MER, especialmente las que mitigan los riesgos de los costos variables de transmisión, es decir, del mecanismo importante de los Derechos de Transmisión

Respuesta:
Se toma en cuenta la opinión.

26 - Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER –SE CDMER-

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: Observaciones a Considerandos de Resolución CRIE-80-2018 que motiva la propuesta, **A.1 Considerando III**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

A.1 Considerando III:

"Que con base en la situación expuesta por el EOR en el "INFORME TÉCNICO COMERCIAL DE LOS DÍAS DE OPERACIÓN DEL 1 AL 8 DE JULIO DE 2018" se ha identificado que cuando el predespacho regional se enfrenta a condiciones críticas, derivadas de restricciones de los sistemas y mercados nacionales, que limitan la capacidad de transmisión (Ver Nota 1), transferencia entre áreas, importación, exportación o porteo, y existen Derechos de Transmisión (DT) vigentes y/o Energías Requeridas (ER) de Contratos

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Firmes (CF) declaradas y autorizados por las mismas Autoridades Competentes Nacionales, existen dos problemáticas que afectan al MER:

a) El riesgo de insuficiencia financiera de los DT (Nota 2), que implica el pago de las Rentas de Congestión (RC) de los DT, ante los incrementos de los diferenciales de precios ex ante, derivados de las congestiones, donde dicha RC se paga a los titulares de los DT, por toda la potencia asignada, mientras que el ingreso por CVT solamente es por el volumen de transacciones, que puede ser inferior a los DT Nota (3). En teoría las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) de las subasta de los DT, debería garantizar la suficiencia financiera de los DT (Nota 4), sin embargo en la práctica se observa que dicha teoría no se cumple con las condiciones actuales del MER, es decir que la RC es mayor que el CVT recolectado, produciendo un costo ineficiente que afecta al MER (Nota 5).

b) La criticidad de abastecer las ER de los CF con ofertas de inyección con precios más altos que el precio dispuesto a pagar por el vendedor del CF (reemplazo de inyección), esto genera una ineficiencia en la optimización del predespacho, que se traduce en transferir la diferencia entre dichos precios al CVT, ya que esta diferencia se convierte en un costo no agregado a las transacciones y por lo tanto con afectaciones al MER. (Nota 6)"

A.1 Observaciones:

Nota 1: Lo que se limita es la Capacidad de Transmisión Regional.

Nota 2: El riesgo de insuficiencia financiera de los Derechos de Transmisión existe por dos razones fundamentales:

a) Asignación de los Derechos de Transmisión a precios bajos por falta de competencia adecuada en las ofertas de compra que se consideran en las Subastas de los Derechos de Transmisión. Este riesgo se mitiga con el establecimiento de precios mínimos. Si el regulador elimina el precio mínimo y no hay condiciones de competencia entonces el Ingreso de Venta de Derechos de Transmisión será consistentemente inferior a la Renta de Congestión.

b) Que la Capacidad de Transmisión Regional que se utilizo en la Subasta sea inferior a la Capacidad de Transmisión Regional que ocurre durante la vigencia del Derecho de Transmisión. Este riesgo se mitiga con el establecimiento de la Reconfiguración de los Derechos de Transmisión. La CRIE al no implementar ningún mecanismo de Reconfiguración de los Derechos de Transmisión, dejo expuesto al MER a las consecuencias de este riesgo.

Nota 3:

No hay ingresos por CVT. Los ingresos para financiar a los egresos de CVT provienen del Ingreso Variable de Transmisión (IVT) y del Cargo en el Mercado de Oportunidad de los Contratos (CMORC).

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No es correcto comparar "ingresos por CVT" con "DT". Primero porque no hay ingresos por CVT y no es correcto comparar un flujo de efectivo con un instrumento financiero como son los Derechos de Transmisión.

Nota 4:

Las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) de las subasta de los DT **NO** garantizan la suficiencia financiera de los DT.

La insuficiencia financiera de los Derechos de Transmisión es una consecuencia del incumplimiento de la premisa fundamental de la subasta del mantenimiento de la Capacidad de Transmisión Regional de la subasta durante el periodo de vigencia del DT, la asignación a precios bajos y por no disponer del instrumento de Reconfiguración de Derechos de Transmisión.

Nota 5:

No es correcto afirmar que se cumple o no se cumple una teoría. Los Derechos de Transmisión no son una teoría y de acuerdo a sus ecuaciones matemáticas, la insuficiencia financiera se debe a las causas antes apuntadas.

Nota 6:

Todo el párrafo es incorrecto. No existe una ineficiencia en la optimización del predespacho. No se transfiere nada a los CVT. No existe un "costo no agregado" a las transacciones, si no es agregado no es un costo.

Respuesta:
Se acogen las observaciones expuestas en las notas 1 a 5, sin embargo en la nota 6 se hace la siguiente aclaración:

Debido a que las flexibilidades de los contratos se concilian en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), cuando en el modelo de predespacho regional, por restricciones de transferencia, importación, exportación o porteo, la contraparte de venta de un CF no puede abastecer la Energía Requerida (RC) por la contraparte de compra, debido a que dichas ER es física, el modelo abastece esta ER con energía proveniente de una tercera oferta de inyección del MOR, de tal forma que se generan dos Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos (TPNC), que deben ser conciliadas a los precios de cada nodo respectivo, siendo que a) la TPNC correspondiente a la parte vendedora del CF se valoriza al precio de su nodo de inyección, el cual margina con la oferta de flexibilidad presentada por este agente, pudiendo ser mucho menor que el precio del nodo del tercero que finalmente abasteció la ER de su CF, y b) la TPNC correspondiente al tercero se valoriza al precio de su nodo de inyección, el cual margina con la oferta de venta presentada por este agente, que puede ser mucho mayor que el precio del nodo de la contraparte de venta del CF. Por lo anterior, considerando iguales volúmenes de energía, se genera una diferencia por los distintos precios, (precio de compra menor que el precio de venta), produciéndose un déficit (faltante) en la cuadratura de la conciliación de las TPNC que conlleva a que este faltante se traslade al CVT.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Por lo anterior se concluye que el abastecimiento de la ER, con ofertas de precios altos, que su contraparte de venta no está dispuesto a pagar (en su oferta), es un despacho no eficiente en el MER.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Observaciones a Considerandos de Resolución CRIE-80-2018 que motiva la propuesta, **A.2 Considerando IV**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

"Que con base en el criterio de no afectar los DF asignados y los CF declarados, es decir, no afectar las transacciones firmes en el MER desde la regulación regional (Nota 1), se hace necesario establecer en ésta, que toda generación de los costos asociados a las restricciones nacionales CARN derivados del pago de Rentas de Congestión (RC) y abastecimientos no óptimos de energía requeridas de los CF (Nota 2), que sobrepase los recursos económicos generados por el MER (CVT MER) y que son provocados por restricciones de los mercados y sistemas nacionales de electricidad, que afectan las capacidades de transmisión regionales, deberán ser asignados a dichos mercados nacionales, sin afectar al resto de mercados nacionales no responsables."

A.2 Observaciones:

Como la CRIE no determinó el mecanismo de reconfiguración de los Derechos de Transmisión se enfrenta a un vacio regulatorio, que se puede administrar haciendo valer el principio de que los Derechos Firmes son un requisito de los Contratos Firmes. Si los Contratos Firmes no son declarados con toda la potencia del Derecho de Transmisión entonces la Renta de Congestión debe ser reducida en consecuencia. De otra forme se permitiría una retención. Si la Renta de Congestión de los Derechos Firmes se iguala con el CMORC de los Contratos Firmes entonces no se producirá insuficiencia financiera en ningún caso.

Nota 1: Existe una contradicción entre la afirmación de "no afectar las transacciones firmes en el MER desde la regulación regional" y considerar "costos asociados a las restricciones nacionales CARN" el abastecimiento de la energía requerida del Contrato Firme.

Nota 2; La premisa "abastecimientos no óptimos de energía requeridas de los CF" no es correcta ni está fundamentada.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:

Es importante aclara que lo indicado sobre la equiparación de la Renta de Congestión con el CMORC de los CF, está considerado para su evaluación en una próxima propuesta, con la salvedad que su aplicación debe ser para los DF y CF con vigencia posterior a dicha posible disposición.

Sobre la contradicción indicada en la nota 1, no se logra identificar el argumento que conlleva a tal afirmación.

Sobre la Nota 2 se expone la fundamentación al respecto:

Debido a que las flexibilidades de los contratos se concilian en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), cuando en el modelo de predespacho regional, por restricciones de transferencia, importación, exportación o porteo, la contraparte de venta de un CF no puede abastecer la Energía Requerida (RC) por la contraparte de compra, debido a que dichas ER es física, el modelo abastece esta ER con energía proveniente de una tercera oferta de inyección del MOR, de tal forma que se generan dos Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos (TPNC), que deben ser conciliadas a los precios de cada nodo respectivo, siendo que a) la TPNC correspondiente a la parte vendedora del CF se valoriza al precio de su nodo de inyección, el cual margina con la oferta de flexibilidad presentada por este agente, pudiendo ser mucho menor que el precio del nodo del tercero que finalmente abasteció la ER de su CF, y b) la TPNC correspondiente al tercero se valoriza al precio de su nodo de inyección, el cual margina con la oferta de venta presentada por este agente, que puede ser mucho mayor que el precio del nodo de la contraparte de venta del CF. Por lo anterior, considerando iguales volúmenes de energía, se genera una diferencia por los distintos precios, (precio de compra menor que el precio de venta), produciéndose un déficit (faltante) en la cuadratura de la conciliación de las TPNC que conlleva a que este faltante se traslade al CVT.

Por lo anterior se concluye que el abastecimiento de la ER, con ofertas de precios altos, que su contraparte de venta no está dispuesto a pagar (en su oferta), es un despacho no eficiente en el MER.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: Artículo 1

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Artículo 1 de la Propuesta de modificación de la Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014 y CRIE-31-2018.

"Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a las DT se vea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales (Nota 1), produciéndose que; a) las Rentas de Congestión (Re) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) (Nota 2) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por oferta de venta de terceros mayores que la oferta

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

de flexibilidad de la parte vendedora del CF (Nota 3), se establecerá un Costos Asociadas a Restricciones Nacionales (CARN), para el cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:"

Nota 1: La condición establecida demasiada amplia y no toma en cuenta el cumplimiento en el tiempo real de los Criterios Regionales de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Nota 2: La consecuencia a) no toma en cuenta los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión. Esta incorrecta.

Nota 3: La consecuencia b) desincentiva el cumplimiento de los Contratos Firmes

La consecuencia a) se evita implementando la Reconfiguración de los Derechos de Transmisión equiparando el CMORC con la RC, y la consecuencia b) no afectaría con la reconfiguración de los DT.

Si no se desea reconfiguran los Derechos de Transmisión Existentes entonces devolver los pagos realizado por los agentes en las subastas.

Toda modificación de esta magnitud debería ser consultada directamente a las Juntas Directivas del CDMER y del EOR

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

Sobre la Nota 1: La propuesta en consulta no busca valorar el accionar de los OS/OM ante sus obligación regulatoria para mantener la seguridad operativa de los sistemas interconectados. La propuesta busca establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las acciones nacionales, sean están de forma justificada o no.

Sobre la Nota 2: la consideración del IVDT en los CARN deberá ser considerada por el EOR en el procedimiento requerido para este fin.

Sobre la Nota 3: Lo señalado no debería desincentivar el cumplimiento de los CF, ya que el abastecimiento de las Energías Requeridas (ER) por terceros, debiera ser considerada únicamente cuando la oferta de flexibilidad

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

de la contraparte de venta del CF sea mayor que la de dicho tercero y no al contrario como han sido los casos experimentados.

27 - Energía del Istmo, S.A. de C.V. de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Para remitir comentarios y observaciones definitivas sobre la Propuesta, es necesario conocer el procedimiento del EOR (numeral 2.1) para identificar los montos del CARN de cada país, así como los criterios para establecer causas y causantes de las Restricciones Nacionales. La Propuesta es muy general al abordar este aspecto, lo cual podría generar muchas discrecionalidades en la aplicación del texto

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Propuesta busca convertir a los transmisores en agentes completamente pasivos en las transacciones, sin embargo se solicita a CRIE no trasladar riesgos a los Agentes con Derechos Firmes de Transmisión, tomando en cuenta que en muchas oportunidades son los mismos transmisores los causantes de las restricciones en la RTR. Lo anterior porque el texto de la Propuesta establece *"....e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados."* (el resaltado es nuestro), lo cual genera una incertidumbre y riesgo no controlable para un titular de DFT que ya realizó pagos anticipados por el uso de la transmisión.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se logra comprender la observación, en cuanto a lo indicado sobre los agentes transmisores, el posible atraso en el pago de los agentes acreedores, cuando la CGC pudiera resultar sin fondos, sería una consecuencia del déficit que se dé en el MER.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Por lo anterior es necesario definir detalladamente en la Propuesta el tratamiento de las cuentas incobrables, sus responsables y las entidades encargadas de dar el seguimiento correspondiente, así como la aplicación del RMER en cuanto a las sanciones según corresponda. En caso contrario la incertidumbre (riesgo) para los agentes que requieren de DFTs para la Contratación regional de corto plazo aumentará innecesariamente.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la cuantas por pagar que se deriven de la operación comercial del MER, cuentan con un procedimiento en el RMER para su respectiva gestión de pago y seguimiento.

28 - Compañía Eléctrica del Sur, S.A de C.V. de Honduras

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta de modificación normativa contenida en el proceso de consulta pública CRIE 06-2018, requiere un análisis y justificación previo a ser aplicada, dado que presenta aspectos que no permiten identificar el alcance y efectos de dicha propuesta.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la CRIE realizó una análisis de detalle sobre la problemática, el cual fue considerado para identificar la propuesta en consulta con adeudad para tal fin.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que se defina ex ante el procedimiento para la definición de los CARN para cada país responsable.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario que el procedimiento de determinación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) incluya la especificación de los casos en los cuales se generen restricciones, definiendo si las restricciones generadas por mantenimientos programados son incluidas dentro del procedimiento

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, como se estila en regulación, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La metodología de Peaje de la línea SIEPAC debe ser considerada con valor "cero", sin embargo, en la propuesta remitida no queda claro cómo se aplicará en el período de seis meses propuesto. Se infiere que la metodología será aplicada mensualmente con la información de los últimos seis meses, sin embargo, no se muestra claramente la aplicación de la misma.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la observación requiere de una aclaración: la metodología seguirá siendo de aplicación mensual, considerado el IAR entre 12 y la Compensación Semestral del MER (CMS) entre 6 del saldo de la CGC del semestre anterior.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Es necesario se incluya como parte de las propuestas normativas, simulaciones de los efectos e impactos planteados por los mismas, en el caso de la presente propuesta debería trasladarse una simulación de los efectos del CARN a ser incluidos en los CMM

Respuesta:
Se tomará en cuenta la propuesta una vez se cuente con el procedimiento de cálculo de los CARN, previo a su aplicación.

29 - Administrador del Mercado Mayorista –AMM- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

Ningún beneficio, en cambio, cargas para los habitantes de la región

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) enuncia de manera simple pero contundente que, el propósito final hacia el que se encamina el esfuerzo de un mercado eléctrico regional es lograr el beneficio de todos los habitantes de dicha región:

> *Conscientes de que un mercado eléctrico regional, sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes* (sección introductoria, 3er párrafo, Tratado Marco).

Y tal motivación, ya en el propio articulado, quedó taxativamente expresado en el artículo dos de dicho instrumento multilateral:

> ***Artículo 2.*** *Los fines del Tratado son:... g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.*

El elemento teleológico del Tratado Marco es fundamental para el desarrollo de toda la normativa que de él derive, que no puede sino estar motivada por los mismos fines y encaminarse hacia ellos. Cualquier esfuerzo que, en lugar de encaminarse hacia la consecución de dicha finalidad, vaya en la dirección opuesta, simplemente debe desecharse.

Dicha mención es oportuna, porque la propuesta sometida a consideración pretende la creación de los denominados Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN), los cuales, desde el ejercicio teórico de su aplicación conducen a anticipar que causarían repercusiones negativas a los habitantes, a los cuales les serán aplicadas cargas económicas sin justificación alguna, por el simple hecho de pertenecer al área de control que resulte vinculada adonde ocurra una restricción. Es decir, se causarán perjuicios económicos no justificados, no relacionados con los sujetos que soportarán el

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

pago de precios elevados, sin beneficio o contraprestación alguna, **sin relación con sus transacciones de energía o su participación en el MER.**

Ello es simple y llanamente un despropósito, una idea completamente alejada de los fines del Tratado Marco y sus Protocolos.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el principal beneficio de la propuesta en consulta es el de establecer un criterio de asignación vinculante, de los efectos económicos producidos por las restricciones nacionales, al país responsable, ante el hecho que en la actualidad los sobre costos derivados de dichas restricciones en la operación de los CF, afecta a todos los países , sean estos los responsable o no.

Sobre los fines del Tratado Marco y la razón que motiva la propuesta en consulta, se aclara que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Propuesta invierte finalidad del Tratado Marco

El Tratado Marco fue hecho para el beneficio de los habitantes de la región —ese es su fin último—; a partir de ello, el MER desarrolló mecanismos de transacción, con tal de obtener dicha finalidad, tales como los Contratos Firmes.

La propuesta invierte el orden de prioridades y convierte a los Contratos Firmes en una finalidad, a costa de beneficio —porque lo que causa es perjuicio— de los habitantes de la región, en particular de aquellos vinculados al área de control que experimente "restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales".

No se justifica resolver la insuficiencia financiera y el abastecimiento de las energías requeridas de los Contratos Firmes a precios más altos que el precio dispuesto a pagar por el vendedor del Contrato Firme, asignando sobrecostos a la demanda de los países que tengan las supuestas "restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales". Estos sobrecostos se derivan de transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, que no deben afectar a la demanda de los países.

En todo caso, debe revisarse la regulación regional para que, el pago de Rentas de Congestión sea acorde a los volúmenes de transacciones y que se respete la voluntad de los agentes en cuanto al precio que están dispuestos a pagar para el abastecimiento de los Contratos Firmes, evaluando mecanismos ya establecidos en el RMER. (Numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER).

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se plantea en la observación que la propuesta genera una afectación a las demandas (sobrecostos) derivadas de la operación comercial de los DF (insuficiencia financiera), cuando en realizada las demandas ya están siendo afectadas por dichos sobre costos, sin existir la presente propuesta, lo qu se busca es orientar de forma vinculante los sobrecostos al país responsable de generarlos.

Sobre la base de cumplimiento del Tratado Marco, se respondió en la observación anterior.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Sobre el pago de la Renta de Congestión y su concordancia con el volumen de transacciones, ya la CRIE esta realizando análisis al respecto orientadas a presentar propuestas al respecto, pero esta problemática es independiente de la que se ocupa en la propuesta actualmente en consulta.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: **CARN**

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
CARN constituye una carga incluso más gravosa que una sanción para sujetos que nada tienen que ver con la restricción

La aplicación de los CARN, como una carga que repercute en sujetos que nada tuvieron que ver con las restricciones que supuestamente se corrigen, es injustificada.

Dicha situación infringe el Segundo Protocolo:

> *Artículo 21. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE, e impondrá las sanciones que procedan de acuerdo a lo establecido en el presente protocolo.*
>
> *Artículo 22. Podrán imponerse sanciones únicamente por los incumplimientos tipificados en este Protocolo bajo los Procedimientos establecidos por la CRIE en los Reglamentos. Se entenderá siempre que la imposición de una sanción no exime al infractor de cumplir con sus obligaciones derivadas de la aplicación de la Regulación Regional.*
>
> *Artículo 24. El régimen sancionatorio tiene como fin el garantizar la eficaz y uniforme aplicación de la Regulación Regional. Las sanciones deben ser eficaces, proporcionadas y disuasorias a fin de garantizar la recta y efectiva aplicación y cumplimiento de la Regulación Regional.*

Según la transcripción del instrumento multilateral, únicamente la CRIE puede imponer sanciones que, en materia económica, constituyen multas; y solo puede hacerlo a partir del procedimiento debidamente establecido y soportado en el Segundo Protocolo.

Pero, como lo enuncia el artículo 29 del Segundo Protocolo, las sanciones tienen cabida imponerlas a aquellos sujetos que **resulten responsables**, luego del debido proceso.

> *Artículo 29. Las sanciones se aplicarán a los agentes del Mercado Eléctrico Regional, a los Operadores de Sistema y Mercado de los Estados Parte (OS/OM), así como al Ente Operador Regional (EOR), **que luego del debido proceso resulten responsables.***

En ningún sistema jurídico —o que se precie de serlo— cabe la aplicación de consecuencias gravosas tales como las sanciones económicas de hecho a sujetos que no mantienen un vínculo en la responsabilidad de la infracción que se imputa. Ignorar ese principio es prácticamente destruir la finalidad del Derecho y la Justicia (no puede dejar de aludirse una definición tan antigua como válida

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Dar a cada uno lo que le corresponde", atribuida a Platón). De esa cuenta, el Derecho Administrativo Sancionador establece la necesaria tipicidad, antijuridicidad y culpabilidad como elementos para la imposición de sanciones. Los Agentes del área de control, sin embargo, conforme la propuesta, resultarían perjudicados sin que exista ninguno de los elementos esenciales para que se les involucre: no existe una conducta definida en la que puedan incurrir y que sea contraria a derecho, en la que hubiere posibilidad de atribuírseles responsabilidad. ¿Cómo entonces se sostiene jurídicamente la imposición de consecuencias económicas?

Es impensable que el Tratado Marco y sus Protocolos hubieren dispuesto semejantes consecuencias para los Agentes del MER, puesto que lo suyo es efectuar transacciones en el MER; por ello, se hace necesario desechar la propuesta sometida a consideración.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta en ningún momento ha sido considerada como multa o sanción, la propuesta únicamente pretende orientar, al país responsable del mismo, un cargo ya existente que impacta en todas las demandas sin ser todos los países responsables.

Sobre los fines del Tratado Marco y la razón que motiva la propuesta en consulta, se aclara que la CRIE realizó un análisis detallado de la problemática basado en lo siguiente:

"En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, se suscribió el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato reciproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017)_ la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza."

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Propuesta convierte al EOR en juez, que señala responsables y para ello prescinde de procedimiento

La propuesta le confiere al EOR atribuciones cuasijurisdiccionales, porque no solo le sería posible determinar lo montos por CARN, sino que le facultaría para identificar a los mercados nacionales responsables.

Dicha identificación carece de un método, así como de un procedimiento de defensa que le asista al supuesto mercado nacional a quien se haga responsable; es, a todas luces discrecional y se aparta del debido proceso.

Lo delicado del caso es que, no son esas facultades que el Tratado Marco le atribuyó al EOR, que fue creado como un operador de sistema regional y operador de mercado regional. De ninguno de los objetivos y funciones del EOR, según el Tratado Marco, puede derivarse la posibilidad señalar responsables, para luego imponer cargos de manera colectiva:

Artículo 28. *Los principales objetivos y funciones del EOR son:*
a) Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.
b) Asegurar, que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
e) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado.
d) Apoyar, mediante al suministro de información los procesos de evolución del Mercado.
e) Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La propuesta está excediendo las facultades de operador de sistema y de mercado regional.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Propuesta habilita la práctica de la discrecionalidad del EOR, lo que es contrario a reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias

La propuesta no provee una definición de los casos que generan los CARN. De manera que, el EOR podría 'justificar' la imposición de los CARN indistintamente de las restricciones que se registren o sus causas.

Tampoco establece la solución para situaciones críticas tales como la ocurrencia de restricciones de distinta índole de forma simultánea.

Aunado a lo anterior, la propuesta tampoco define cuáles son las restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales ni establece la forma de proceder cuando se trate de restricciones de transmisión originadas por:

- Mantenimientos programados;
- Indisponibilidades de elementos de transmisión;
- Uso de la trasmisión por despachos nacionales obligados (para evitar vertimientos, por seguridad operativa, por requerimientos de reserva mínima, entre otros);
- Fallas o contingencias;

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

- Disparos causados por oscilaciones no amortiguadas;
- Órdenes de operación dictadas por el EOR.

En todo caso, lo que resulta patente en la propuesta de mérito es que, ante la falta de definiciones de qué casos generan CARN, de situaciones críticas y causas justificadas, se abre paso a discrecionalidad, contraria al principio de competencia enunciado por el Tratado Marco:

> ***Artículo 3.*** *El tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los que se definen así: Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.*

A su vez, se advierte un trato anómalo y discriminatorio, que también infringe el principio de competencia, por cuanto la propuesta establece la posibilidad de imponer los CARN a la demanda de los países con "restricciones"; y, además, de repartir los resultados de su recaudación proporcionalmente entre la demanda de los países que supuestamente no son responsables de la "restricción", lo cual ocurriría sin una correlación jurídica válida entre unos y otros.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Antecedentes confirman discrecionalidad

La evidencia histórica documentada en el caso de las desconexiones del SER del área de control de Guatemala verificada en los tres últimos años, permite afirmar que hubo discrecionalidad y falta de

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

fundamentación para la toma de decisiones del EOR al decidir unilateralmente el aislamiento de todo un país miembro del Tratado Marco, y luego decidir la calificación de dichas desconexiones intencionales como una, "restricción de transmisión" sin que ello tuviera sustento técnico ni legal, arbitrariedades que se estarían validando por anticipado al otorgar al EOR facultades no previstas en el Tratado Marco, lo cual es equivocado y contrario a dicho marco jurídico.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que lo expuesto en el cometario, se refiere a un caso que fue analizado, consultado, discutido y resuelto mediante otras diligencias que consideraban características propias del mismo, las cuales no está siendo consideradas en la presente consulta.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Solicitud:

El Administrador del Mercado Mayorista solicita desechar, desestimar y archivar la propuesta de modificación al RMER contenida en la Consulta Pública 06-2018 dado que:

- la propuesta no aporta ningún beneficio y, en cambio, impone cargas a los habitantes de la región;
- se invierte la finalidad del Tratado Marco;
- los CARN constituyen una carga más gravosa incluso que las sanciones que pueden imponerse de conformidad con el Tratado Marco;
- no existe identidad entre quien causa las restricciones y quien ha de sufragar los CARN;
- se confieren facultades al EOR ajenas a la naturaleza para la cual fue creada;
  se habilita una figura apta para la discrecionalidad, contraria· a las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que lo indicado es un resumen de las observaciones anteriores, las cuales han sido respondidas.

30 - Agro Comercializadora del Polichic, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: La Cuenta General de Compensación -CGC-

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Cuenta General de Compensación -CGC- fue una modificación normativa que modificó el modelo para la remuneración de la transmisión del MER, quitando la señal de mercado que existía en condiciones de congestión, que tiene la falla que se describe en la resolución que motiva está consulta pública ya que en ella se indica que la teoría se aleja de la práctica y por lo tanto será muy difícil que está CGC cierre financieramente en el tiempo, toda vez que las condiciones en el mercado son muy variables e impredecibles. Crear un cargo adicional para financiar los ingresos de la CGC, no es más que corregir una de las múltiples deficiencias que se puedan provocar, por lo que no creemos que está sea una práctica regulatoria adecuada. Se propone que se analice a profundidad la forma en que se remunera la transmisión en el MER y de ser necesario se migre a un modelo de remuneración predecible y que opere armoniosamente con la forma con la que se remunera la transmisión en los países miembros del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no crea un cargo adicional, dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Tampoco la propuesta está orientada para financiar la CGC, ya que dicha cuenta existe únicamente como medio para trasladar los ingresos o cargos derivados del mercado a los Cargos Complementarios.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Primer Considerando de la resolución CRIE-81-2018

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En el Primer Considerando de la resolución CRIE-81-2018, se cita que la propuesta de modificación responde a un problema particular, esto no es una práctica adecuada ya que se está creando una regla general para resolver sobre una situación particular, afectando a todos los participantes y potenciales participantes del MER y de los mercados nacionales. Conviene más analizar y aplicar una metodología que cambie el modelo de la remuneración de la transmisión en el MER para migrar hacia uno que se adapte a la realidad de éste y su interacción armónica que según el propio Tratado Marco debe guardar con el resto de los mercados nacionales

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en efecto y para los propósitos específicos de la propuesta, la misma pretende resolver una problemática particular, relacionada con los costos económicos que ocasionan las restricciones nacional ante la operación de los Contratos Firmes regionales.

Sobre realizar mayores análisis sobre la remuneración de la transmisión en el MER, se indica que la CRIE ya se encuentra en el proceso de realizar un análisis integral al respecto.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Esta propuesta de modificación normativa implica mayores costos y tiempos para los Agentes y potenciales Agentes que quieran ampliar sus instalaciones y/o conectar nuevos proyectos a las redes de transmisión nacionales restándoles competitividad y limitando el desarrollo de los mercados nacionales. Esto contraviene lo establecido en los artículos 1 y 2 del Tratado Marco que indican que uno de los objetivos del MER es contribuir al desarrollo sostenible de la región, así como incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico y en consecuencia propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se logra identificar la razón expuesta, respecto a que la propuesta en consulta "*implica mayores costos y tiempos para los Agentes y potenciales Agentes que quieran ampliar sus instalaciones y/o conectar nuevos proyectos a las redes de transmisión nacionales restándoles competitividad y limitando el desarrollo de los mercados nacionales.*".

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Adicionalmente en los documentos puestos a disposición en la consulta, no encontramos una justificación técnica y económica que sustente el valor de 10 MW que se establece en esta propuesta como una condición para solicitar el acceso a las entidades regionales

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se identifica lo indicado en la propuesta en consulta.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, efectúe.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos,

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: facultades del EOR

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo la facultad de determinar costos adicionales a las demandas internas de cada país miembro del MER a su criterio.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

31 - Renace, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: La Cuenta General de Compensación -CGC-

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La Cuenta General de Compensación -CGC- fue una modificación normativa que modificó el modelo para la remuneración de la transmisión del MER, quitando la señal de mercado que existía en condiciones de

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

congestión, que tiene la falla que se describe en la resolución que motiva está consulta pública ya que en ella se indica que la teoría se aleja de la práctica y por lo tanto será muy difícil que está CGC cierre financieramente en el tiempo, toda vez que las condiciones en el mercado son muy variables e impredecibles. Crear un cargo adicional para financiar los ingresos de la CGC, no es más que corregir una de las múltiples deficiencias que se puedan provocar, por lo que no creemos que está sea una práctica regulatoria adecuada. Se propone que se analice a profundidad la forma en que se remunera la transmisión en el MER y de ser necesario se migre a un modelo de remuneración predecible y que opere armoniosamente con la forma con la que se remunera la transmisión en los países miembros del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta en consulta no crea un cargo adicional, dichos cargos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Tampoco la propuesta está orientada para financiar la CGC, ya que dicha cuenta existe únicamente como medio para trasladar los ingresos o cargos derivados del mercado a los Cargos Complementarios.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Primer Considerando de la resolución CRIE-81-2018

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En el Primer Considerando de la resolución CRIE-81-2018, se cita que la propuesta de modificación responde a un problema particular, esto no es una práctica adecuada ya que se está creando una regla general para resolver sobre una situación particular, afectando a todos los participantes y potenciales participantes del MER y de los mercados nacionales. Conviene más analizar y aplicar una metodología que cambie el modelo de la remuneración de la transmisión en el MER para migrar hacia uno que se adapte a la realidad de éste y su interacción armónica que según el propio Tratado Marco debe guardar con el resto de los mercados nacionales

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en efecto y para los propósitos específicos de la propuesta, la misma pretende resolver una problemática particular, relacionada con los costos económicos que ocasionan las restricciones nacional ante la operación de los Contratos Firmes regionales.

Sobre realizar mayores análisis sobre la remuneración de la transmisión en el MER, se indica que la CRIE ya se encuentra en el proceso de realizar un análisis integral al respecto.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Esta propuesta de modificación normativa implica mayores costos y tiempos para los Agentes y potenciales Agentes que quieran ampliar sus instalaciones y/o conectar nuevos proyectos a las redes de transmisión nacionales restándoles competitividad y limitando el desarrollo de los mercados nacionales. Esto contraviene lo establecido en los artículos 1 y 2 del Tratado Marco que indican que uno de los objetivos del MER es contribuir al desarrollo sostenible de la región, así como incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico y en consecuencia propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se logra identificar la razón expuesta, respecto a que la propuesta en consulta "*implica mayores costos y tiempos para los Agentes y potenciales Agentes que quieran ampliar sus instalaciones y/o conectar nuevos proyectos a las redes de transmisión nacionales restándoles competitividad y limitando el desarrollo de los mercados nacionales.*".

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Adicionalmente en los documentos puestos a disposición en la consulta, no encontramos una justificación técnica y económica que sustente el valor de 10 MW que se establece en esta propuesta como una condición para solicitar el acceso a las entidades regionales

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que no se identifica lo indicado en la propuesta en consulta.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
No es congruente que se le asignen costos adicionales a la demanda de los países miembros del MER, por las acciones y/o instrucciones unilaterales que el EOR en su rol de operador del mercado eléctrico regional, efectúe.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que en ningún momento la propuesta en consulta pretende asignar costos adicionales a las demandas, ya que dichos costos ya están siendo absorbidos por todas las demandas de la región, sin ser todos los países responsables de dichos cargos, la propuesta pretende orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales y no instruidas por el EOR, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

6- NUMERAL O TÓPICO: facultades del EOR

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En esta propuesta se faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, función que sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico y con esto se le estaría atribuyendo la facultad de determinar costos adicionales a las demandas internas de cada país miembro del MER a su criterio.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, por las siguientes razones:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

32 - Ente Operador Regional –EOR-

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: "Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
1. Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:			
"3.2 Cuenta General de Compensación (CGC).			
La Cuenta General de Compensación del MER tiene como objeto la consolidación de todos los productos financieros derivados de:			
a) La programación de transacciones regionales en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los DT.			
b) Las asignaciones de Derechos de Transmisión en concepto de Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT).			
c) Los ingresos mensuales remanentes entre el monto de pago por los Cargos Complementarios y el pago de los IARM a los Agentes Transmisores.			
d) Los pagos de los Ingresos Autorizados Regionales mensuales (IARM), de las instalaciones de la Línea SIEPAC y de las instalaciones establecidas en el literal "d" del numeral 9.2.1 del Capítulo 9 "Régimen Tarifario de la RTR" del Libro III del RMER.			
e) La aplicación de compensaciones mensuales del MER a los Cargos Complementarios de la Línea SIEPAC.			
El EOR asignará mensualmente todos los CVT neto después de descontar los pagos a los DT determinados para cada instalación de transmisión y para cada periodo de mercado a la CGC, incluyendo el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.			
El EOR asignará mensualmente todos los Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT) determinados para cada instalación de transmisión y para cada periodo de mercado a la CGC, incluyendo el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.			
Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a los DT se vea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de restricciones generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, produciéndose que: a) las Rentas de Congestión (RC)	Que el artículo 2) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, dentro de los fines del Tratado Marco, establece que se debe propiciar		*"Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región."* (literal

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por oferta de venta de terceros mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, se establecerá un Costos Asociadas a restricciones Nacionales (CARN), para el cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:	que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región, por lo tanto, debe considerarse, que no es consecuente con el Tratado Marco, privilegiar los Derechos de Transmisión sobre el beneficio de los consumidores que establece el artículo 2) antes mencionado. Tomando en cuenta el "Informe remitido a la CRIE mediante nota EOR-DE-18-07-2018-210 y la carta No. EOR-PJD-07-09-2018-069 remitida a la CRIE el 7 de septiembre de 2018", es fundamental que la CRIE realice un análisis integral de la remuneración de la transmisión, antes de emitir cualquier otra modificación al RMER y otras disposiciones regulatorias, respecto a la "Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada mediante las Resoluciones CRIE-35-2014 y CRIE-31-2018. Se recomienda **modificar** el siguiente texto: Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a los DT ~~se vea afectado~~ **resulte con un monto deudor a la CGC** por la operación comercial del	Mejorar la redacción de la norma.	9. Artículo 2, Tratado Marco" Que la norma sea clara y precisa.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
	MER... Definir, que se entenderá por: • Restricciones generadas por los mercados. • Ofertas de venta de terceros. Se solicita aclarar si el CARN será aplicado también, a los países cuyos agentes no han sido asignados con Derechos de Transmisión ya sea por el lado de la inyección o por el lado de retiro.		

Respuesta:

En relación a la solicitud del EOR remitidas mediante las notas EOR-DE-16-07-2018-210 y EOR-PJD-07-09-2018069, se indica que las mismas están siendo consideradas por la CRIE a través del proceso de revisión y análisis integral del RMER.

La recomendación de modificación "*Para los casos donde el CVT neto después de descontar los pagos a los DT se vea afectado resulte con un monto deudor a la CGC por la operación comercial del MER...*" se considera procedente, por lo que se incorporará en la propuesta final.

Las definiciones solicitadas de "Restricciones generadas por los mercados" y "Ofertas de venta de terceros" se consideran procedentes, por lo que se incorporará en la propuesta final.

Se aclarar que la propuesta no considera la relación entre el país a asignarle CARN y la existencia de Derechos de Transmisión en el mismo, por lo tanto los CARN serán aplicados también "*a los países cuyos agentes no han sido asignados con Derechos de Transmisión ya sea por el lado de la inyección o por el lado de retiro*".

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: "Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por restricciones nacionales y la identificación de los mercados nacionales responsables.	Definir, que se entenderá por: Restricciones nacionales	Mejorar la redacción de la norma.	Que la norma sea clara y precisa.

Respuesta:

Se considera procedente la observación, y se considerará la incorporación de la definición indicada.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: "Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:"

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada semestre del año.	Adicionar al literal b), el siguiente texto: Los CARN serán incluidos en el DTER con sus respectivos anexos.	Mejorar la redacción de la norma.	Que la norma sea clara y precisa.

Respuesta:
Se considera procedente la observación, y se considerará la incorporación del literal propuesto.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: "Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

c) Cada semestre, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC, se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales responsables, y un incremento a los CMM del resto de demandas de los mercados nacionales no responsables, con base al valor acumulado del CARN conforme el numeral 3.3.2.1 de la presente metodología.	• Según la lectura, se entiende que el CMM se aplica semestralmente: "...Cada semestre, cuando se aplican los descuentos por CMM...", se recomienda cambiar la redacción. Se recomienda modificar el texto a "Cada ~~semestre~~ mes, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC,...es no responsables, con base al valor acumulado semestralmente del CARN conforme el numeral 3.3.2.1 de la presente metodología." Se solicita aclarar, si en caso que se identifique a un país responsable de generar un CARN en un único período de mercado durante todo un semestre, la demanda de dicho país será excluida del incremento de su CMMp,s por los períodos de mercado en que no fue responsable y que otros países fueron los responsables.	Mejorar la redacción de la norma.	Que la norma sea clara y precisa.

Respuesta:
La recomendación de modificación "*Cada semestre mes, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC,...es no responsables, con base al valor acumulado semestralmente del CARN conforme el numeral 3.3.2.1 de la presente*..." se considera procedente, por lo que se incorporará en la propuesta final.

Se aclara que la propuesta no considera compensaciones entre países con CARN asignado, sean estos provocados por un periodo de mercado o todo el semestre, por lo que cada país con CARN asignado solamente recibirá la porción del CMM correspondiente al saldo de la CSM, menos su respectivo CARN.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

5- NUMERAL O TÓPICO: "Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, cuyo texto dirá:"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables, junto a los respectivos intereses acumulados.	Siendo que el literal e), contenido en el cuarto párrafo del numeral "3.2 Cuenta General de Compensación (CGC) artículo 1. Modificar los siguientes numerales 3.2, 3.3.2.1, 4.2.2, 11.5 Y 11.6, del Anexo relacionado en el párrafo resolutivo cuarto de la Resolución CRIE-86-2018", establece otra prioridad de pago con una base diferente a lo establecido en el RMER, se recomienda ajustar e integrar dicho literal a los numerales 2.3.9.7 y 1.9.3.3 del Libro II del RMER, que establecen las reglas del orden de prioridad de pago a los acreedores del MER ante incumplimiento de pago por los agentes y así evitar una confusión entre la misma norma.. Se solicita aclarar si los intereses por mora se cargarán a la CGC o se trasladarán a la demanda de los mercados nacionales	Es necesario realizar esta aclaración para que el EOR pueda asignar los intereses por mora correctamente, a quien la CRIE considere	Los numerales 2.3.9.7 y 1.9.3.3 del Libro II del RMER, establecen las reglas del orden de prioridad de pago a los acreedores del MER ante incumplimiento de pago por los agentes acreedores del MER. El presente literal e), está estableciendo otra prioridad diferente de pago.

Respuesta:

No se identifica el numeral 2.3.9.7 del Libro II del RMER, y respecto a lo establecido en el numeral 1.9.3.3 del Libro II del RMER, se aclara que dicho numeral se refiere al caso donde existen incumplimientos de pago y ejecuciones de garantías, lo que no aplica al caso cuando la CGC resulta con saldos negativos (déficit).

Se aclara que los intereses por mora se cargarán a la demanda de los mercados nacionales responsables de forma adicional a los CARN.

Observación:

6- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CC\_No\ Interconectores_{p,s} = \frac{\sum_{j=1}^{n} IARM_{No\_Interconectores_{j,p,s}} - CMN_{p,s}}{Demanda\_de\_pais\_p,s}$	Confirmar que el término $CMN_{p,s}$ debe restarse de $\sum_{j=1}^{n} IARM_{No\_Interconectores_{j,p,s}}$ para el cálculo de la tarifa de los tramos No Interconectores y no debe restarse de $\sum_{k=1}^{m} IARM_{Interconectores_{p,s}}$ que se utiliza para el cálculo de la tarifa de los tramos Interconectores, ya que en la en la Resolución CRIE-31-2019 el factor CMN_s de se aplica $CC\_Interconectores$. Además, para efectos de aplicar la formulación indicada, se sugiere adicionar los paréntesis marcados en amarillo: $CC\_No\ Interconectores_{p,s} = \frac{(\sum_{j=1}^{n} IARM_{No\_Interconectores_{j,p,s}}) - CMN_{p,s}}{Demanda\_de\_pais\_p,s}$	Para mejor comprensión y aplicación de la formulación.	

Respuesta:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Se aclara que el termino $CMM_{p,s}$ se resta de la suma de IARM de los NO interconectores a diferencia de los establecido en la resolución CRIE-31-2018.

Sobre la agregación de paréntesis adicionales a la formula, se considerará su incorporación en la propuesta final.

Observación:

7- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CC\_Interconectores_{p,s} = \frac{[\sum_{k=1}^{m} IARM_{interconectores_{p,s}}]}{\sum_{p=1}^{o} Demanda\_de\_pais\_p,s}$	Confirmar o aclarar si se elimina el factor CMMs del cálculo de la tarifa de los tramos		El numeral 11.6 de la presente Consulta Pública indica "descuento de la
ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	**MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO**	**RAZONES DE HECHO**	**RAZONES DE DERECHO**
	interconectores, o se mantiene conforme la Resolución CRIE-31-2018: $CC\_Interconectores_{p,s} = \frac{[\sum_{k=1}^{m} IARM_{interconectores_{k,s-CMM}}]}{\sum_{p=1}^{o} Demanda\_de\_pais\_p,s}$		*Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectores"* se contradice con la formulación establecida en el numeral 9.3.2.1 siguiente: $CC\_Interconectores_{p,s} = \frac{[\sum_{k=1}^{m} IARM_{Int}}{\sum_{p=1}^{o} Demanda}$

Respuesta:

Se aclara que el termino CMM_s se elimina de la formulación indicada, a diferencia de los establecido en la resolución CRIE-31-2018.

Observación:

8- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CSM_{se} = (PC) * (SCGC_{se-1})$; si $CSM_{se} \leq \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{interconectores\,k}}{2}$ $CSM_{se} = \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{interconectores\,k}}{2}$; si $CSM_{se} > \frac{\sum_{k=1}^{m} IAR_{interconectores\,k}}{2}$	La formulación contenida en el presente literal, es calculada en función del IAR de los elementos interconectores. Pero es descontado a los elementos no interconectores, lo que podría conllevar a que se les asigne a los elementos **no** interconectores un monto mayor de CMMs respecto al IARM que les corresponde para dicho periodo. Se recomienda, revisar la formulación matemática. Se solicita confirmar que la formulación para el cálculo del CSMse se mantiene igual que en la Resolución CRIE-31-2018, es decir comparándolo con la sumatoria de los $IAR_{interconectores\,k}$, ya que en la CP-08-2018 la CMMp,s, que se deriva del CSMse, se resta de $IAR_{no\_interconectores\,k}$	Para mejor comprensión y aplicación de la formulación.	El segundo párrafo del numeral 4.4.2 de la metodología, indica que *"El ingreso total del Agente EPR en concepto de IARM es la suma de los montos por IARM de sus instalaciones para el mes correspondiente."* En el caso observado, la compensación CMMp,s, sería mayor al IARM de los elementos no interconectores.

Respuesta:

Se considera procedente la observación, se aclara que en las fórmulas de cálculo de los CMM_{se} la sumatoria de los IARM debe corresponder a los tramos no interconectores, por lo que se hará la respectiva corrección en la propuesta final.

Observación:

9- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CARN\_RES_{pr,s} = \frac{CARN\_RES_{pr}}{6}$	Se observa que valor "6" no tiene definición. Se solicita aclarar si el valor de "6" se refiere a "6" meses En caso se refiera a "6" meses, es indispensable que la CRIE especifique el mes y el año en que inicia el período semestral para calcular el $CARN\_RES_{pr}$ por primera vez.	Para mejor comprensión y aplicación de la formulación	

Respuesta:

Se aclara que la base del denominador de la fórmula de cálculo del CARN_RES es la misma del CMM, 6 meses, y aplica para el mismo periodo (mes inicio y mes fin), se considerará la especificación del periodo semestral para el CARN_RES al igual que el CSM.

Observación:

10- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CARN\_NO\_RES_{pnr,s} = \sum_{pr} CARN\_RES_{pr,s} * \left[\frac{Demanda\_de\_pais_{-pnr,s}}{\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda\_de\_pais_{-pnr,s}}\right]$	Es indispensable que se especifique el mes y el año en que inicia el traslado del $CARN\_RES_{pr,s}$ a la demanda, ya que los OS/OM reportan su	Para mejor comprensión y aplicación de la formulación.	Numeral 5.1 de la *"Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo*
ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	**MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO**	**RAZONES DE HECHO**	**RAZONES DE DERECHO**
	energía de retiro (demanda) para el cálculo del Cargo Complementario el último día del mes siguiente al de operación. Para que la CRIE especifique lo anterior, es importante que tome en cuenta que, para iniciar la aplicación de la presente metodología en el mes de enero de 2019, se tomará la Demanda de diciembre de 2019.		*Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional"* (Resolución CRIE-NP-19-2012) *"5.1. Energía de Retiro* *Para el cumplimiento de la entrega de los valores de energía de demanda de los Agentes, registradas en el mes a conciliar, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a mas tardar el último día del mes siguiente, la energía real demandada o consumida por sus agentes del mes anterior, sea esta proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, la cual será utilizada para la conciliación del mes correspondiente."*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:

Se aclara que la base del denominador de la fórmula de cálculo del CARN_RES es la misma del CMM, 6 meses, y aplica para el mismo periodo (mes inicio y mes fin), se considerará la especificación del periodo semestral para el CARN_RES al igual que el CSM.

Observación:

11- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{Demanda_{dd_{pais_{p,s}}}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_{dd_{pais_{p,s}}}}\right] - CARN_{RES_{p,s}} + CARN_NO_RES_{p,s}$	Es indispensable que se especifique el mes y el año en que inicia el traslado del $CARN_RES_{p,s}$ a la demanda, ya que los OS/OM reportan su energía de retiro (demanda) para el cálculo del Cargo Complementario el último día del mes siguiente al de operación. Para que la CRIE especifique lo anterior, es importante que tome en cuenta que, para iniciar la aplicación de la presente metodología en el mes de enero de 2019, se tomará la Demanda de diciembre de 2018.	Para mejor comprensión y aplicación de la formulación	Numeral 5.1 de la *"Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional"* (Resolución CRIE-NP-19-2012) *"5.1. Energía de Retiro* *Para el cumplimiento de la entrega de los valores de energía de demanda de los Agentes, registradas en el mes a conciliar, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a mas tardar el último día del mes siguiente, la energía real demandada o consumida por sus agentes del mes anterior, sea esta proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, la cual será utilizada para la conciliación del mes correspondiente."*

Respuesta:

Se aclara que la base del denominador de la fórmula de cálculo del CARN_RES es la misma del CMM, 6 meses, y aplica para el mismo periodo (mes inicio y mes fin), se considerará la especificación del periodo semestral para el CARN_RES al igual que el CSM.

Observación:

12- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER **para** el mes "s" **para** el **país "p"**	El término CMMp,s tiene 2 definiciones: a) La contenida en la presente línea del documento. b) La contenida es la sección c) de las definiciones (posterior a la del término m). Se recomienda establecer cuál es la correcta.		Establecer claridad en la norma.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:

Se considera procedente la observación, y se considerará una única definición para el CMM propuesto

Observación:

13- NUMERAL O TÓPICO: Cálculo de las tarifas de Cargo Complementario CC mensual por tramo y por país.

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

$CARN_RES_{pr}$=Costo asociado a restricciones nacionales del país responsable "pr"	Se sugiere incluir la palabra semestral para mayor claridad en la formulación, tal como se muestra a continuación: $CARN_RES_{pr}$=Costo semestral asociado a restricciones nacionales del país responsable "pr".	Lo anterior se sugiere ya que la fórmula para calcular el $CARN_RES_{pr,s}$ es la siguiente: $CARN_RES_{pr,s} = \frac{CARN_RES_{pr}}{6}$ entendiéndose que el valor de "6" se refiere a "6 meses"	

Respuesta:

Se considera procedente la observación, y se considerará la incorporación propuesta

Observación:

14- NUMERAL O TÓPICO: 4.2.2 Pago del IARM por instalación del Agente EPR

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

"11.6 Posterior al primer semestre de operación del MER en donde se aplique la presente metodología e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectores."	Se recomienda revisar el siguiente texto: "...aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectores..." En relación a la fórmula matemática contenida en el literal c) del numeral 3.3.2.1 de la metodología. Confirmar o aclarar si se elimina	Mejorar la redacción de la norma.	
ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	**MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO**	**RAZONES DE HECHO**	**RAZONES DE DERECHO**
	el factor CMMs de la fórmula o se mantiene conforme la Resolución CRIE-31-2018: $CC_Interconectores_{p,s} = \frac{\left[\sum_{k=1}^{n} IARM_{Interconectores_{k,s}} - CMM\right]}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_de_pais_p,s}$ Se solicita aclarar o corregir este numeral, ya que conforme al documento de Consulta Publica 08-2018 se elimina el factor CMM aplicado a los tramos Interconectores: $CC_Interconectores_{p,s} = \frac{\left[\sum_{k=1}^{nl} IARM_{Interconectores_{k,s}}\right]}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_de_pais_p,s}$		

Respuesta:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Se considera procedente la observación, se aclara que el CMM se descontará siempre de la suma de los IARM de los No interconectores, se realizará la corrección en la propuesta final.

Observación:

15- NUMERAL O TÓPICO: Otras disposiciones

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

2.1 El EOR deberá determinar el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, y lo deberá presentar a la CRIE para su aprobación, a más tardar 30 días calendario a partir de la vigencia de la presente metodología.	Que el EOR de conformidad con sus funciones y responsabilidades establecidas en el Tratado Marco y debido a que en la consulta pública (06-2018, la CRIE indica que el EOR deberá determinar el procedimiento para la identificación de los CARN; asimismo, considerando que el CARN sanciona a la demanda nacional de cada país, cuando se producen restricciones generadas por los mercados o por los sistemas eléctricos nacionales, y que por otra parte, la aplicación de sanciones, así como determinar tarifas es competencia de la CRIE, el EOR considera que tales atribuciones no pueden ser transferidas al Operador Regional, ya que se estaría excediendo a lo establecido en el		*"Artículo 23° Las facultades de la CRIE son, entre otras:* *"h) Imponer las sanciones que establezcan los protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos.* *e) Regular los aspectos concernientes a la tranamisión y generación regionales.* *i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente."*

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
	Tratado Marco y sus Protocolos respecto a la competencia y responsabilidades del EOR, en consecuencia, no le corresponde al EOR realizar el procedimiento antes mencionado, en caso de que la CRIE decida aprobar la modificación propuesta.	Se requiere contar con la base regulatoria o regla de mercado, que deje claro los siguientes aspectos: 1. En las interconexiones, pueden suceder dos casos, a) que la solicitud de mantenimiento (SOLMANT) la realice un OS/OM o b) que la solicitud sea realizada por ambos OS/OM, por lo que se debe definir en cada caso el tratamiento del CARN, si dicha indisponibilidad provoca una restricción a las transferencias de potencia entre áreas de control en uno o varios periodos de mercado, en resumen, a que área de control se le atribuye la responsabilidad del CARN. 2. Cuando una indisponibilidad de un elemento que	Capítulo 18, Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para el Diseño de las Instalaciones de la RTR y la Operación del SER y Apartado 5.2 Estudios de Seguridad Operativa, ambos del Libro III del RMER. Libro III Capítulo 5 artículo 5.7.4, numeral5.7.4.1, inciso d. El EOR, con base en los estudios de seguridad operativa, definirá las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de las instalaciones en mantenimiento o por la entrada de nuevas instalaciones y las incluirá en el pre despacho del MER del día correspondiente

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
		pertenece a la red de transmisión nacional de un país, provoca una restricción a las transferencias de potencia entre áreas de control en uno o varios periodos de mercado, ¿el CARN será atribuido a dicha área de control? En tal caso eso debe establecerse claramente. 3. Cuando por condiciones operativas en un área de control, tales como despacho de generación, vertimientos, despacho forzado por seguridad operativa, requerimientos mínimos de reserva rodante, provoque una restricción a las transferencias de potencia entre áreas de control en uno o varios periodos de mercado, ¿el CARN será atribuido a dicha área de control? En tal caso eso debe establecerse claramente. 4. En caso que la restricción en uno o varios periodos de mercado, surja después de una falla en las interconexiones entre áreas de control,	

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
		debe definirse a quien será atribuido el CARN considerando que hay dos áreas de control involucradas. 5. En caso que, debido al no cumplimiento por parte de un OS/OM, de instrucciones operativas del EOR, que provoque restricciones de transferencias de potencia entre áreas de control en uno o varios periodos de mercado, se debe establecer si el CARN será atribuido a dicha área de control. 6. En situaciones específicas, el EOR requiere a un OS/OM la indisponibilidad de un elemento de transmisión, para instalación o mantenimiento de Unidades de Medición Fasorial (interconexiones entre áreas de control), por lo que se debe establecer qué tratamiento se dará a esta situación en caso que dicha indisponibilidad genere restricciones en algunos periodos de mercado.	Resolución CRIE-31-2018

ARTICULO / NUMERAL CON PROPUESTA	MODIFICACIÓN/ OBSERVACIÓN / COMENTARIO	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO
	En caso la CRIE decida emitir la resolución respectiva a la presente resolución, se solicita que la misma inicie su aplicación a partir del mes de Julio de 2019. Una vez se cuente con la resolución respectiva a la presente Consulta Pública y el *procedimiento* para determinar el CARN, el EOR necesita como mínimo realizar las siguientes actividades: a) Elaboración de TDR. b) Desarrollo informático (incluyendo pruebas y resolución de incidencias). c) Explicaciones y reuniones a OS/OM. d) Implementación de la Resolución.	Las actividades antes referidas, en el mejor de los casos, implicarían que la Resolución se implemente en el DTER de marzo de 2018, que se publicaría en abril de 2018. Sin embargo, como es de aplicación semestral nos llevaría a iniciar la aplicación a partir del mes de julio de 2019, tal como se encuentra establecido en la resolución CRIE-31-2018	

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se aclara que la propuesta en consulta en ningún momento considera la aplicación de sanciones o multas a las demandas de los países responsables de restricciones, la propuesta únicamente establece la asignación vinculante de los costos asociados a dichas restricciones al país responsable, mismos que actualmente están siendo absorbidos por todas las demandas de todos los países, por lo tanto la determinación del procedimiento de cálculo de los CARN

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

asignados al EOR, se basa en su especialidad técnica establecida en el Tratado Marco y en las siguientes normativas:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

En relación a la solicitud para que la propuesta, de ser aprobada, inicie en el mes de julio de 2019, no se identifica procedente la misma por los motivos expuestos.

Observación:

16- NUMERAL O TÓPICO: Otras disposiciones

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

2.2 A partir de la entrada en vigencia de las presentes modificaciones, se establecerán los CARN que deberán ser incluidos en la CMM a partir del uno de enero de 2019.	Se recomienda establecer de forma específica los plazos que corresponderán a: firmeza y vigencia, y a la fecha a partir de la cual el EOR debe aplicar la resolución que emita el Regulador Regional.	Claridad en la aplicación de la normativa regional.	

Respuesta:

Al momento de dictar la resolución se tomará en consideración lo planteado.

Observación:

17- NUMERAL O TÓPICO: Resultando II de la RESOLUCIÓN-CRIE-80-2018

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

En el Resultando II de la RESOLUCIÓN-CRIE-80-2018, la CRIE hace referencia a *"...oferta de flexibilidad de la parte vendedoras de dichos CF..."*.

Se aclara, que el EOR en el *"INFORME TÉCNICO-COMERCIAL DE LOS DÍAS DE OPERACIÓN DEL 1 AL 8 DE JULIO DE 2018"*, remitido a la CRIE mediante nota EOR-DE-16-07-2018-210, no menciona la frase *"...oferta de flexibilidad de la parte vendedoras de dichos CF..."*. Además, según el numeral 2.2.3 de la Resolución CRIE 07-2017 establece lo siguiente:

"La oferta de flexibilidad asociada a la parte vendedora de los CF, se deberá entender que es una oferta de inyección de oportunidad y deberá presentarse en el nodo de inyección asociado al CF."

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el Resultando II de la RESOLUCIÓN-CRIE-80-2018, no citó textualmente lo dicho por el EOR, el planteamiento allí descrito es propio y se basa en la regulación regional y el análisis de los hechos.

33 - Asociación Nacional de Generadores –ANG- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: La Resolución CRIE-31-2018 y la creación de la "Cuenta General de Compensación (CGC)"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

La Resolución CRIE-31-2018 del 15 de febrero de 2018, fue emitida por la CRIE luego del proceso de Consulta Pública identificada como CRIE-04-2017, sobre la cual, ANG emitió opinión. A las luces del contenido de la Resolución CRIE-31-2018, es patente que la opinión de ANG no fue tomada en cuenta.

Ante la necesidad manifestada por la CRIE, de realizar modificaciones a una resolución emitida el 15 de febrero del año en curso, derivada de la situación expuesta por el EOR en el "INFORME TÉCNICO-COMERCIAL DE LOS DÍAS DE OPERACIÓN DEL 1 AL 8 DE JULIO DE 2018"; nos permitimos reiterar puntos concretos de la opinión enviada por ANG el 15 de diciembre de 2017, por considerar que los conceptos emitidos en esa fecha continúan siendo válidos y apropiados para la actual consulta:

A. CUENTA GENERAL DE COMPENSACIÓN – CGC -:
   a. Ante los serios inconvenientes que presenta el actual modelo de acceso, uso y remuneración de la Red de Transmisión Regional, en lugar de estudiar a fondo las razones por las cuales el modelo establecido no ha funcionado adecuadamente y plantear un cambio de modelo, se está adicionando mecanismos de ajuste que en lugar de corregir el problema probablemente lo incrementará. **Ningún fondo de compensación, puede corregir las graves distorsiones económicas que el modelo produce, y que al final, es pagada por los consumidores de la región.** Existen ejemplos de algunos países, en los cuales los fondos compensatorios no han funcionado y han provocado grandes deudas a los agentes de dichos mercados.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

b. **La propuesta contempla la posibilidad de que exista insolvencia de la Cuenta General de Compensación, lo cual es una posibilidad real, pero no define la forma en que se procederá en tal caso,** (Situación planteada por ANG el 15 de diciembre de 2017, y que ha sucedido en la operación del 01 al 08 de julio de 2018 y que se pretende corregir).

B. SOBRE EL FONDO DEL PROBLEMA QUE SE DESEA SOLUCIONAR:

a. El modelo de acceso, uso y remuneración de la Red de Transmisión Regional, es un modelo que convierte la remuneración por el uso de la Red en un componente activo económicamente (variable) en las transacciones, y por lo tanto, los resultados económicos no pueden ser previsibles. Por lo que, debe considerarse un modelo distinto al establecido actualmente, el cual lleve implícito, que los cargos por el uso de la Red de Transmisión Regional sean un elemento pasivo para las transacciones (costos definidos y previsibles).

b. Los Cargos por Congestión, son una señal económica de la necesidad de realizar ampliaciones en la Red de Transmisión. Las ampliaciones de las redes de transmisión requieren tiempo para ser realizadas. Al establecer señales económicas de mediano o largo plazo, en las transacciones de corto plazo, las distorsiones económicas son inevitables.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la observación hace referencia a la resolución relativa a la creación de la CGC y su proceso de consulta pública, el cual fu concluido y resuelto en definitiva, y no está sometido a discusión en la presente consulta.

Se aclara al observantes que los hechos ocurrido entre el 1 y el 8 de julio de 2018, en ningún momento han generado insolvencia en la CGC como se afirma en el cometario, si se han incluido en la norma la posibilidad que la CGC tenga insolvencia y el proceder al respecto, es para cubrir un posibilidad remota, pero existente debido a la existencia de restricciones nacionales que contradicen las autorizaciones nacionales de energía firme DF y CF.

Respecto al mecanismo de remuneración de la Red de Transmisión Regional, se indica que la CRIE ya ha iniciado un análisis integral del Régimen Tarifario de la RTR, con el fin de revisar la procedencia del mismo, posibles mejoras o cambios necesarios, lo que no impide la aplicación de la propuesta en consulta.

34 - Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera oportuno que la CRIE analice el alcance y los efectos de la propuesta de adecuación normativa, indicando el impacto esperado de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN),

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

mediante el desarrollo de simulaciones de las modificaciones con eventos históricos en la operación del MER, como parte del proceso de cambio normativo.

Respuesta:
Se tomará en cuenta la propuesta una vez se cuente con el procedimiento de cálculo de los CARN, previo a su aplicación.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN)

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera necesario que el procedimiento de determinación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) incluya la especificación de los casos en los cuales se generen restricciones, definiendo si las restricciones generadas por mantenimientos programados son incluidas o no dentro del procedimiento

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN)

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera necesario que el procedimiento definan los criterios específicos que se tomarán en cuenta para la identificación de los mercados o sistemas eléctricos nacionales responsables, y con esto evitar la discrecionalidad del caso que determine demora en el proceso de determinación de los CARN. Asimismo consideramos que los anteriores criterios no deberían de aplicarse para caso se produzca una orden unilateral de parte del Ente Operador Regional

Nota del funcionario de la CRIE: en el documento remitido por la Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, la anterior observaciones está contenida en los numerales 3 y 4, sin embargo se identifica que son una misma observaciones, por lo que la observaciones 4 desaparece.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Consideramos positivo el hecho de individualizar al responsable de las restricciones de red que se tienen de acuerdo a la propuesta, sin embargo vemos que hay un riesgo de no pago por trasladar a un tercero el diferencial entre el costo del Derecho Firme y el Costo Variable de Transmisión, por lo cual podría darse un efecto de una cuenta incobrable para el tenedor del Derecho Firme, ya que no recibiría el total de la Renta de Congestión

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que siempre existirá la posibilidad de no pagos en el MER, en casos donde los deudores no cuenta con garantías de pago suficiente, la norma establece los mecanismos para reducir dichos no pagos, a través de garantías o mecanismos sancionatorios.

Observación:

5- NUMERAL O TÓPICO: Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN)

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Se considera adecuado que, cuando se defina el procedimiento para la identificación de los CARN, el mismo sea sometido a Consulta Pública, ya que es una modificación a la regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que el procedimiento indicado, ha sido encargado el Ente Operador del MER (EOR), entidad establecida por el Tratado Marco con especialidad técnica para estos fines, misma que deberá cumplir con la regulación y los objetivos y premisas de la propuesta en consulta. Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

35 - Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)"

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En la propuesta de modificación del numeral 3.2 "Cuenta General de Compensación (CGC)", la afectación de los Costos Variables de Transmisión (CVT) producto de la existencia de restricciones generadas por los mercados nacionales o sistemas eléctricos nacionales, y en donde se establece un Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN) con el procedimiento indicado; no es correcta su aplicación, esto debido a que una restricción en los sistemas de transmisión no puede ser objeto de un costo a toda una demanda de un país, en todo caso la señal económica en cualquier sistema eléctrico debe ser orientada en la restricción para realizar las transacciones económicas entre los agentes de un mercado, y al ver los agentes de dicho mercado que financieramente pierden más oportunidades de poder realizar transacciones económicas producto de una restricción en el sistema de transmisión, será el país que tenga dichas restricciones que tenga que realizar las inversiones necesarias en su sistema de transmisión para poder optimizar de mejor manera las transacciones económicas entre sus agentes, así como también la reducción de pérdidas de energía. Por lo tanto, el procedimiento que se está proponiendo en la presente metodología no son correctos en su aplicación por lo anteriormente descrito, por lo que la CRIE deberá buscar otra metodología para solicitar a los países que están presentando problemas de restricción en sus sistemas de transmisión a que realicen las inversiones necesarias en sus sistemas con el objetivo de obtener una red más holgada que permita muchas más transacciones económicas entre los agentes del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que las razones expuestas en la observaciones, no son la base que motiva la propuesta en consulta, la premisa que motiva la propuesta es la siguiente:

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: 3.3.2.1 "El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC"

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
En la propuesta de modificación del numeral 3.3.2.1 "El Peaje y Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC", Los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) que se identifiquen a los mercados nacionales responsables, no son correctos su aplicación, esto debido a que una restricción en los sistemas de transmisión no puede ser objeto de un costo a toda una demanda de un país, en todo caso la señal económica en cualquier sistema eléctrico debe ser orientada en la restricción para realizar las transacciones económicas entre los agentes de un mercado, y al ver los agentes de dicho mercado que financieramente pierden más oportunidades de poder realizar transacciones económicas producto de una restricción en el sistema de transmisión, será el país que tenga dichas restricciones que tenga que realizar las inversiones necesarias en su sistema de transmisión para poder optimizar de mejor manera las transacciones económicas entre sus agentes, así como también la reducción de pérdidas de energía. Por lo tanto, los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) que se están proponiendo en la presente metodología no son correctos en su aplicación, por lo que la CRIE deberá buscar otra metodología para solicitar a los países que están presentando problemas de restricción en sus sistemas

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

de transmisión a que realicen las inversiones necesarias en sus sistemas con el objetivo de obtener una red más holgada que permita muchas más transacciones económicas entre los agentes del MER

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que las razones expuestas en la observaciones, no son la base que motiva la propuesta en consulta, la premisa que motiva la propuesta es la siguiente:

Los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

36 - Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta genera incertidumbre jurídica-comercial a los Agentes del MER ya que bajo el argumento que da paso a esta propuesta de cambio, cada vez que se identifique un supuesto no contemplado en la normativa regional, se estaría dando lugar a una propuesta de modificación a la regulación, sin tener una visión de largo plazo y de soluciones concretas. Lo cual le resta certeza jurídica a las transacciones que entre agentes regionales se realizan, reduciendo transacciones comerciales de largo plazo, lo cual no debería ser un efecto deseado para la dinámica del MER.

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se debe tomar en cuenta que el MER es un mercado en pleno desarrollo, por lo que la dinámica cada día a día en función del aparecimiento de fenómenos no contemplados y el comportamiento mismo de los agentes y entidades involucradas en la operación comercial del MER, que obliga a ir adecuando la normativa de oficio y a solicitud de los participantes.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: CGC

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La creación de la CGC era una propuesta que buscaba una solución temporal y expedita, sin embargo, ante un hecho particular, se evidencia la falla que dicha cuenta tenía desde su concepción. Por lo cual, sometemos a consideración, que sobre este tema, se haga un análisis profundo de la metodología de remuneración de la transmisión que sea congruente con la particularidad del MER así como con los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la propuesta no se base en la creación de la Cuenta General de Compensación, con o sin esta cuenta los costos asociados a las restricciones nacionales existirían y los impactos estaría siendo trasladados directamente a los OS/OM y agentes transmisores nacionales a través del CVT neto.

En relación a las solicitudes de realizar análisis profundos, serán consideradas por la CRIE en los sucesivas propuesta regulatorias que considerarán una revisión integral de la norma.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: facultades al EOR

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
La propuesta faculta al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, esta nueva función asignada sería contraria a sus funciones establecidas en el Tratado Marco, ya que de acuerdo a éste, el EOR debe asegurar la operación y despacho regional con criterio económico , así como también contradice el fin del Tratado Marco definido en el inciso g) que dice: "g) Propiciar los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.".

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que la determinación del procedimiento de cálculo de los CARN, asignada al EOR, se basa en su especialidad técnica establecida en el Tratado Marco y en las siguientes normativas:

a) El Articulo 12 del Tratado Marco establece que: "*Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional*".
b) El Articulo 14 del Tratado Marco, modificado por el Segundo Protocolo, establece lo siguiente: *Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.*"
c) El literal a de Articulo 28 del Tratado Marco establece que uno de las funciones del EOR es: "*Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional*"
d) El literal b del numeral 1.8.4.5 del Libro I del RMER establece que "*En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR*"

Adicionalmente es importante indicar que se considerarán situaciones excepcionales, para la no asignación de CARN a países responsables, en casos de emergencia, fuerza mayor e instrucciones operativas del EOR por resguardo de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

Observación:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

4- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Sugerimos que CRIE previo a emitir la aprobación de modificación al RMER en relación con esta Consulta, analice las nuevas atribuciones a conferírseles al EOR y que considere que para promover cambios como éste, se tengan más datos y análisis profundos y no solamente se realicen en función de situaciones específicas de corta duración

Respuesta:
No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se aclara que la CRIE realizó un análisis de detalle, previo a someter la propuesta a consulta, dicho análisis consideró los hechos, la ocurrencia futura de los mismo, las afectaciones, los afectados y los responsables, por lo que lo indicado en la observación es una apreciación limitada del accionar de la CRIE al respecto.

37 - Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. de El Salvador

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Inicialmente queremos felicitar a CRIE por el criterio buscado en la Resolución CRIE 80-2018 de no afectar los Derechos Firmes (DF) asignados y los Contratos Firmes (CF) declarados, con el fin de no afectar las transacciones firmes en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Consideramos de vital importancia lo anterior para el futuro del MER, ya que, si no se respeta la naturaleza firme de dichos instrumentos, se incumple con los conceptos fundamentales para que dichos instrumentos tengan validez y utilidad comercial para los agentes.

En un mercado tan competitivo y con tantas limitaciones de transmisión como lo es el MER. No poder contar con un instrumento que realmente nos asegure la capacidad de administrar los riesgos que estas limitantes de transmisión generan, solo tendría un efecto negativo hacia el desarrollo del MER, especialmente en la viabilidad de Contratos Regionales de Largo Plazo y consecuentemente la viabilidad de plantas Regionales de Generación que dependerían de dichos Contratos para ser económicamente viables.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Costos asociados a las Restricciones nacionales (CARN)

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Consideramos que la propuesta de CRIE de que todos los Costos asociados a las Restricciones nacionales (CARN) sean asignados a los Mercados que provocan dichas restricciones **es además de correcta, justa,** no solo porque son estos mismos mercados los que generan dicha situación, sino porque dicha asignación intrínsecamente toma en cuenta los beneficios que dichos contratos generan a dichos Mercados.

Para ver lo anterior, podemos evaluar el caso del área de control de El Salvador. Esta área de Control cuenta con la mayoría de derechos firmes asignados y contratos Firmes declarados, como la parte que retira energía. Esta situación resulta inicialmente de la disponibilidad declarada por la misma área de Control de importar Energía mediante Contratos Firmes, Es esta disponibilidad de retiro de energía declarada lo que genera que actualmente el nivel de importación de dicho país cubra más del 25% de su Demanda nacional, **generando con esto beneficios en el precio mayorista de energía que se trasladan finalmente a los Usuarios Finales de dicha área de Control**.

En este sentido, el cargar a esa área de Control con los CARN causadas por limitantes que la misma área de Control define que son necesarios para mantener la seguridad y calidad de su sistema, no es más que asignar un costo que siempre tuvo que haberse considero dentro de la ecuación de todos los beneficios ya recibidos por el nivel de importación del área de Control gracias a los contratos firmes con los que cuenta

En este sentido nos preocupa que la asignación de los CARN al área de control que los causa, sea evaluada solamente desde el punto de vista del Costo que se le asigna y no como parte de la Ecuación completa de beneficios que los Contratos Firmes le generan a dicha área de Control.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Finalmente queremos resaltar nuestra oposición a ciertas lecturas de algunas instituciones en el sentido de que la Propuesta en mención, no está promoviendo un mercado competitivo, sino un mercado cero riesgos para los agentes tenedores de Derechos.

Con relación a dicha valoración, expresamos nuestro total desacuerdo, ya que dicha valoración asocia erradamente la idea de mantener la naturaleza firme de los Derechos y Contratos Firmes, tan necesarios para que dichos instrumentos sean comercialmente útiles a los agentes, con un mercado "cero riesgos"; adicionalmente dicha valoración se olvida que el "riesgo" de los tenedores de los derechos no se genera cuando ya tienen el derecho, el cual es justamente un instrumento financiero para administrar el riesgo de CVT, si no que se da en dos otros aspectos importantes: 1.- En el proceso de asignación de dicho derecho, cuando este debe de competir dentro de los procesos de subastas administrados por el EOR, con el riesgo de pagar por los Derechos Firmes los precios de congestión y 2,. En la administración de los costos de adquisición de la Energía en el mercado de origen y el costo de Liquidación de la misma energía en el mercado de Destino.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

En ese sentido, el considerar la Propuesta, una propuesta que busca un Mercado "cero Riesgos" a los tenedores de Derechos, demuestra un desconocimiento de los factores comerciales y de competencia relacionados a la adquisición y operación de dichos derechos y Contratos.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

38 – MERELEC GUATEMALA, S.A. de Guatemala

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Inicialmente queremos felicitar a CRIE por el criterio buscado en la Resolución CRIE 80-2018 de no afectar los Derechos Firmes (DF) asignados y los Contratos Firmes (CF) declarados, con el fin de no afectar las transacciones firmes en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Consideramos de vital importancia lo anterior para el futuro del MER, ya que, si no se respeta la naturaleza firme de dichos instrumentos, se incumple con los conceptos fundamentales para que dichos instrumentos tengan validez y utilidad comercial para los agentes.

En un mercado tan competitivo y con tantas limitaciones de transmisión como lo es el MER. No poder contar con un instrumento que realmente nos asegure la capacidad de administrar los riesgos que estas limitantes de transmisión generan, solo tendría un efecto negativo hacia el desarrollo del MER, especialmente en la viabilidad de Contratos Regionales de Largo Plazo y consecuentemente la viabilidad de plantas Regionales de Generación que dependerían de dichos Contratos para ser económicamente viables.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

Observación:

2- NUMERAL O TÓPICO: Costos asociados a las Restricciones nacionales (CARN)

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Consideramos que la propuesta de CRIE de que todos los Costos asociados a las Restricciones nacionales (CARN) sean asignados a los Mercados que provocan dichas restricciones **es además de correcta, justa,** no solo porque son estos mismos mercados los que generan dicha situación, sino porque dicha asignación intrínsecamente toma en cuenta los beneficios que dichos contratos generan a dichos Mercados.

Para ver lo anterior, podemos evaluar el caso del área de control de El Salvador. Esta área de Control cuenta con la mayoría de derechos firmes asignados y contratos Firmes declarados, como la parte que

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

retira energía. Esta situación resulta inicialmente de la disponibilidad declarada por la misma área de Control de importar Energía mediante Contratos Firmes, Es esta disponibilidad de retiro de energía declarada lo que genera que actualmente el nivel de importación de dicho país cubra más del 25% de su Demanda nacional, **generando con esto beneficios en el precio mayorista de energía que se trasladan finalmente a los Usuarios Finales de dicha área de Control.**

En este sentido, el cargar a esa área de Control con los CARN causadas por limitantes que la misma área de Control define que son necesarios para mantener la seguridad y calidad de su sistema, no es más que asignar un costo que siempre tuvo que haberse considero dentro de la ecuación de todos los beneficios ya recibidos por el nivel de importación del área de Control gracias a los contratos firmes con los que cuenta

En este sentido nos preocupa que la asignación de los CARN al área de control que los causa, sea evaluada solamente desde el punto de vista del Costo que se le asigna y no como parte de la Ecuación completa de beneficios que los Contratos Firmes le generan a dicha área de Control.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

Observación:

3- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:
Finalmente queremos resaltar nuestra oposición a ciertas lecturas de algunas instituciones en el sentido de que la Propuesta en mención, no está promoviendo un mercado competitivo, sino un mercado cero riesgos para los agentes tenedores de Derechos.

Con relación a dicha valoración, expresamos nuestro total desacuerdo, ya que dicha valoración asocia erradamente la idea de mantener la naturaleza firme de los Derechos y Contratos Firmes, tan necesarios para que dichos instrumentos sean comercialmente útiles a los agentes, con un mercado "cero riesgos"; adicionalmente dicha valoración se olvida que el "riesgo" de los tenedores de los derechos no se genera cuando ya tienen el derecho, el cual es justamente un instrumento financiero para administrar el riesgo de CVT, si no que se da en dos otros aspectos importantes: 1.- En el proceso de asignación de dicho derecho, cuando este debe de competir dentro de los procesos de subastas administrados por el EOR, con el riesgo de pagar por los Derechos Firmes los precios de congestión y 2,. En la administración de los costos de adquisición de la Energía en el mercado de origen y el costo de Liquidación de la misma energía en el mercado de Destino.

En ese sentido, el considerar la Propuesta, una propuesta que busca un Mercado "cero Riesgos" a los tenedores de Derechos, demuestra un desconocimiento de los factores comerciales y de competencia relacionados a la adquisición y operación de dichos derechos y Contratos.

Respuesta:
Se da por recibida la observación.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

39 - Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. –EDECSA- de El Salvador.

Observación:

1- NUMERAL O TÓPICO: GENERAL

OBSERVACIÓN/COMENTARIO:

En la redacción propuesta "produciéndose que: a) Las rentas de congestión de los Derechos Firmes (DF) resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o (...), se hace referencia al caso de no operar (u operar parcialmente) el CF en la condición de afectación. Sin embargo, no operar un CF reduce la afectación provocada, ya que promueve la disminución del despacho de ofertas de oportunidad o de flexibilidad. Por lo tanto, proponemos que la redacción sea modificada de manera que se exprese una causa real de la afectación: "produciéndose que: a) ofertas de oportunidad de inyección sean despachadas para garantizar el despacho de la Energía Requerida de Contratos Firmes (CF), en referencia a la condición de restricciones de importación. Adicionalmente a esto, se establece un inciso b) que habla del escenario en que "Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por oferta de venta de terceros mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF (...)", el cual consideramos que expresa el caso de afectación de restricciones de exportación y porteo.

Ante estos escenarios, proponemos no incluir un Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN) a aplicar en la Cuenta General de Compensación (CGC), debido a que esto podrá provocar una disminución de las capacidades operativas en los procesos de subastas anuales y mensuales, evitando un uso óptimo de las capacidades de transferencia de las interconexiones regionales. Consideramos más apropiadas las siguientes alternativas:

1) No despachar ofertas de oportunidad de inyección en un área de control, cuando se cumpla en ella la siguiente condición: para cada hora, que la suma de la máxima capacidad de importación, la componente física de inyección de los Contratos Firmes Físico Flexibles (CNFFF) y la energía predespachada en inyección de los CF sea menor que las Energía Requerida de los CF.

2) No despachar ofertas de oportunidad de retiro ni ofertas de flexibilidad de inyección de CF en un área de control, cuando se cumpla en ella la siguiente condición: para cada hora, que la suma de la máxima capacidad de exportación, la componente física de retiro de los CNFFF y la Energía Requerida de los CF sea menor que la Energía Declarada de los CF.

3) No despachar ofertas de flexibilidad de inyección de CF, cuando se cumpla la siguiente condición en cada área de control: para cada hora, y para cada dirección (N-S y S-N), que la suma del máximo porteo y la energía porteada en la dirección opuesta sea menor que la Energía Declarada, en otra área de control, de los CF que demandan porteo en la dirección en evaluación.

De esta manera, consideramos que se evitarían las afectaciones producidas por las restricciones de los mercados nacionales, no se afectarían las capacidades operativas de los procesos de subasta, ni se colocaría a las demandas nacionales en una situación de vulnerabilidad ante los CF registrados y las condiciones de los sistemas nacionales. Adicionalmente, la Renta de Congestión a percibir por los

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

titulares de los DF que no operan los CF tendrían significado de mercado, ya que serían resultado de las apuestas por pago de CMORC de los CNFFF, así como el despacho de ofertas de retiro a precio mayor que las ofertas de inyección.

Respuesta:

No se considera necesario realizar modificaciones por los motivos que se exponen, ya que se aclara que la propuesta en consulta no pretende modificar las condiciones de la operación comercial de los CF y DF, la propuesta pretende únicamente orientar el pago de estos cargos, derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones.

Por otro lado la CRIE está realizando análisis en concreto con la factibilidad operativa de los CF y DF a fin de identificar una propuesta para tales efectos, lo que no se contrapone con los objetivos de la propuesta actualmente en consulta.

3. Conclusiones

1. La CRIE realizó el proceso de consulta pública 06-2017, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

En tiempo y forma:

1. Empresa Propietaria de la Red –EPR-
2. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica –ENATREL- de Nicaragua
3. Centro Nacional de Despacho -CND- de Panamá
4. Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. –UT- de El Salvador
5. Consejo Nacional de Energía – CNE- de El Salvador
6. Empresa Nacional de Energía Eléctrica –ENEE- de Honduras
7. Enel Fortuna, S.A. de Panamá
8. Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua
9. Centro Nacional de Despacho de Cargo de ENATREL de Nicaragua
10. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica –GGUEE- de Guatemala
11. Defensoría del Consumidor de El Salvador
12. Puerto Quetzal Power de Guatemala
13. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones –SIGET- de El Salvador
14. Enel Green Power, S.A. de Guatemala
15. Instituto Nicaragüense de Energía de Nicaragua
16. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala
17. Orazul Energy Guatemala y Cía, S.C.A de Guatemala
18. Poliwatt Limitada de El Salvador
19. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa –CEL- de El Salvador
20. Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica –ASCEE- de Guatemala
21. Monte Rosa, S.A. de Nicaragua
22. Pantaleón, S.A y Concepción, S.A de Guatemala
23. Jaguar Energy Guatemala LLC de Guatemala
24. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala –ACI- de Guatemala
25. Excelergy, S.A. de C.V. de El Salvador
26. Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER –SE CDMER-

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

27. Energía del Istmo, S.A. de C.V. de El Salvador
28. Compañía Eléctrica del Sur, S.A de C.V. de Honduras
29. Administrador del Mercado Mayorista –AMM- de Guatemala
30. Agro Comercializadora del Polichic, S.A. de Guatemala
31. Renace, S.A. de Guatemala
32. Ente Operador Regional –EOR-

Extemporáneamente:

33. Asociación Nacional de Generadores –ANG- de Guatemala
34. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana de Guatemala
35. Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- de Guatemala
36. Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A. de Guatemala
37. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. de El Salvador
38. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de Guatemala
39. Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. –EDECSA- de El Salvador.

2. Luego de realizado el análisis de las observaciones y recomendaciones presentadas dentro de la Consulta Pública 06-2017, considerándose apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustar en lo pertinente la *"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018."*

3. Se recibieron observaciones de mejora de redacción y correcciones en formulaciones y textos que se identificaron procedentes, las cuales fueron incorporadas en la propuesta y para sus efectos se adjunta para su consideración.

4. Se identificó que todas las observaciones en contra de la propuesta en consulta, se basaron en apreciaciones inadecuadas de los efectos y objetivos de la misma, por lo que se procedió a dar las aclaraciones respectivas.

4. Recomendaciones

1. Aprobar por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE, la "PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018.", misma que se anexa a este informe.

2. Aprobar por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE las siguientes disposiciones:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

a) El EOR deberá determinar el procedimiento para la identificación de los CARN para cada país responsable, y lo deberá presentar a la CRIE para su aprobación, a más tardar 30 días calendario a partir de la vigencia de la presente metodología. Para este fin deberá considerar los siguientes casos excepcionales de la responsabilidad:

   i. Emergencia debidamente justificada y calificada por el EOR.
   ii. Fuerza mayor debidamente justificada, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE.
   iii. Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempaño regionales.

b) A partir de la entrada en vigencia de las presentes modificaciones, se establecerán los CARN que deberán ser incluidos en la CMM a partir del uno de enero de 2019.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO