

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-72-2020, emitida el veintiuno de diciembre de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-72-2020
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

RESULTANDO

I

Que el 29 de julio de 2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la resolución CRIE-50-2020, misma que fue publicada el 6 de agosto de 2020, mediante la cual se resolvió entre otros asuntos, modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), incluyendo la modificación de normas relacionadas a los Derechos de Transmisión y Contratos Firmes del Mercado Eléctrico Regional (MER); resolución dictada luego de haberse llevado a cabo el proceso de Consulta Pública 06-2019. El RESUELVE TERCERO de dicha resolución, estableció lo siguiente:

TERCERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo 1 que se adjunta a la presente resolución y el cual es parte integrante de la misma.

Asimismo, dicha resolución en su RESUELVE CUARTO, dispuso, entre otros asuntos, lo siguiente:

4. A partir de la publicación de la presente resolución, el EOR deberá llevar a cabo los ajustes a sus sistemas informáticos y demás acciones que considere necesarias, debiendo aplicar de forma indicativa, al menos por un período de 7 días calendario, las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*”; así mismo, el EOR deberá presentar a esta Comisión un informe sobre los resultados de dicha aplicación, a más tardar 5 días calendarios contados a partir de la finalización del periodo indicativo. Todo lo anterior, con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con periodo de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre de 2020, considere la aplicación de dicha normativa.
5. A partir del día 1 de noviembre de 2020 se procederá a la aplicación de las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*”, aprobadas en el resuelve TERCERO de la presente resolución.

II

Que el 9 de octubre de 2020, vía correo electrónico, el Ente Operador Regional (EOR), remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-10-2020-275, adjuntando el: “*Informe de los resultados del Periodo Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”.

III

Que el 28 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-63-2020, misma que fue publicada el 30 de octubre de 2020, mediante la cual se aprobaron las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III del RMER y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de dicha resolución, estableció lo siguiente:

PRIMERO. APROBAR las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, conforme el detalle presentado en el Anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1 de noviembre de 2020, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.

IV

Que el 28 de octubre de 2020, la CRIE ordenó publicar en su página web, el documento denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*.

V

Que el 28 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-64-2020, misma que fue publicada el 04 de noviembre de 2020, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2020 (CP-01-2020), a fin de tener observaciones y comentarios a la propuesta de modificación del RMER. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 01-2020, a fin de tener observaciones y comentarios a la propuesta de modificación del RMER denominada: *“Propuesta de modificación del RMER derivadas del INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*, la cual se anexa a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

VI

Que el 04 de noviembre de 2020, en la página web de la CRIE, se publicó la invitación para participar en la CP-01-2020, comunicándose que de las 7:30 horas del 05 de noviembre de 2020 hasta las 16:30 horas del 19 de noviembre de 2020, estaría abierta dicha Consulta Pública para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la *“Propuesta de modificación al RMER derivadas del INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*.

VII

Que del 5 de noviembre de 2020 al 19 de noviembre de 2020, se llevó a cabo la CP-01-2020, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

	ENTIDAD	FECHA
1	Ente Operador Regional (EOR)	17/11/2020
2	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2020
3	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	19/11/2020
4	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. DE C.V.	19/11/2020
5	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	19/11/2020

VIII

Que el equipo técnico de la CRIE, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del referido procedimiento de consulta pública, emitió el informe identificado como GM-72-12-2020/GJ-135-2020 de fecha 02 de diciembre de 2020.

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, con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia.

II

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, los objetivos de la CRIE son: “(...) 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.* (...)”.

III

Que 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* (...) // 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.* (...)”

IV

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I del Reglamento de Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE es el ente competente para modificar el RMER; tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del Mercado Eléctrico Regional regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos. Asimismo, el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER establece la forma de revisión y aprobación de modificaciones al RMER, indicando, entre otros asuntos, lo siguiente: “(...) f) *Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará*

mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.”

V

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, aprobado mediante la resolución CRIE-31-2014 del 12 de noviembre de 2014, “(...) *La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. (...) // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE. // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)*”

VI

Que mediante resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el “*Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE*”, como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

VII

Que las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1, 8.7.3 del Libro III del RMER y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, fueron aprobadas mediante la resolución CRIE-63-2020, con el objeto de evitar efectos indeseados y afectaciones económicas a los Agentes del MER con la entrada en vigencia el 01 de noviembre de 2020 de las modificaciones al RMER aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020. No obstante lo anterior, siendo que de conformidad con lo establecido en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, las mismas poseen una vigencia temporal, se hizo necesario llevar a cabo el procedimiento de modificación del RMER con el fin modificar de forma permanente los citados numerales y con ello mantener las mejoras regulatorias pertinentes para la efectiva aplicación del Apartado A2 del Anexo I, “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*” de la resolución CRIE-50-2020.

VIII

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública la propuesta de modificación al RMER denominada: “*Propuesta de modificación al RMER derivadas del INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020*”, tramitada dentro del procedimiento CP-01-2020, dentro del cual se recibieron observaciones y comentarios de 5 participantes, según lo indicado en el resultando VII de la presente resolución. En este sentido, luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios producto de la referida consulta pública, se ha identificado que resulta conveniente acoger parte de las propuestas presentadas por los participantes. En ese sentido, derivado de dicho análisis fue ajustada la propuesta de modificación al

RMER ya citada, debiendo tenerse como respuesta a las observaciones recibidas, lo indicado en el informe GM-72-12-2020/GJ-135-2020 del 02 de diciembre de 2020, el cual se anexa a la presente resolución y forma parte integral de la misma.

IX

Que en reunión a distancia número 175, llevada a cabo el 21 de diciembre de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 01-2020, acordó: **a)** Aprobar la modificación de los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III y los numerales D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y **b)** Establecer que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-63-2020, perderán vigencia a partir de la publicación de la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE y el Reglamento Interno de la CRIE.

RESUELVE

PRIMERO. MODIFICAR los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III y los numerales D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en el siguiente sentido:

1. Modificar el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

“Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con: a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado; o, b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.”

2. Modificar el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

“Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional y la *Renta de Congestión* de dichos DF no resulte como cargo al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$ = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$ = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$ = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$ = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$NPer_{mes}$ = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$ = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

h = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

H = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).”

3. Modificar el numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

D4.1.1 “Las pérdidas en una línea “l” (con flujos desde el nodo “x” hasta el nodo “y”), cuando circula por la misma una potencia F_l , se estimarán como:

$$PL_l = r_l * F_l^2 \quad (0)$$

Donde:

r_l : resistencia de la línea l

PL_l = Pérdidas de transmisión en la línea l

F_l = Flujo de potencia en la línea l

La modelación de las pérdidas requiere de introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de DT.

Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (0) por una aproximación por series de Taylor, la cual se describe a continuación:

$$PL_l \approx r_l * (F_{perd_l})^2 + 2 * r_l * F_{perd_l} * \Delta F_l \quad (1)$$

Donde F_{perd_l} corresponde al flujo de la línea l en ese punto de operación. ΔF_l representa la dirección de descenso que se puede describir como:

$$\Delta F_l = (F_l - F_{perd_l}) \quad (1.1)$$

ΔF_l debe estar acotada por un límite inferior y un límite superior de la siguiente forma:

$$-s \leq \Delta F_l \leq s \quad (1.2)$$

Donde s es una constante la cual debe ser pequeña alrededor del punto de operación,

Dadas las restricciones de flujo por cada línea, indicadas en el numeral D2.3 ($-bl_e \leq F_e \leq bu_e$), al reemplazar (1.1), se tiene que:

$$\begin{aligned} -bl_{e,l} - F_{perd_l} &\leq F_l - F_{perd_l} \leq bu_{e,l} - F_{perd_l} \\ -bl_{e,l} - F_{perd_l} &\leq \Delta F_l \leq bu_{e,l} - F_{perd_l} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Combinando con la ecuación (1.1), la ecuación de restricción de flujo cambiaría por:

$$\max(-bl_{e,l} - F_{perd_l}, -s) \leq \Delta F_l \leq \min(bu_{e,l} - F_{perd_l}, s) \quad (2)$$

Las iteraciones iniciales para esta linealización, deberán considerar un valor de s grande, y en las iteraciones finales el valor de s debe tender a cero. Los valores inicial y final de s deberán ser incluidos en los resultados del proceso de asignación de DT correspondiente.

Las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2), representan la linealización de la función (0). Para lo cual, las inecuaciones establecidas en el numeral D2.3, deberán aplicarse considerando lo establecido en la inecuación (2). Para este efecto el EOR deberá aplicar esta linealización alrededor del valor real del flujo, en una región cercana a la solución, considerando las técnicas más adecuadas para lograr este objetivo.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) o las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2), eligiendo, para la totalidad del periodo de validez de la convocatoria en curso, la opción que produzca la solución óptima con el mayor valor de la Función Objetivo y el menor tiempo de ejecución. En consecuencia, las pérdidas totales se podrán expresar como:

$$p\acute{e}rdidas_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$$

donde PL_{ls} se calcula con la fórmula (0) ó (2), según lo determine el EOR y NL es el número total de líneas.

Se considerará que las pérdidas en una línea, a los efectos del balance de potencia en un nodo, se distribuyen por partes iguales en ambos extremos. En consecuencia:

$$p\acute{e}rdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo “x”, $p\acute{e}rdidas_{xe}$ forman el vector PLT_e .

Siendo Γ_x el conjunto de líneas con un extremo en el nodo “x”.

4. Modificar la sección “Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes” del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, la cual se leerá de la forma siguiente:

“Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\begin{aligned} & \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfe \\ & \sum_k \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \alpha_k T_k \right)_i - \sum_q \max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \delta_q TV_q \right)_i \leq \begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \end{bmatrix} \forall e \\ & \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfu_e \\ & \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_e \end{aligned}$$

(4)

$$\sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_j) \leq bfMTu_e$$

$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j^{MT} \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_j) \leq bfMTl_e$$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTu_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTl_e$$

(4.1)

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT es el conjunto de elementos de transmisión interconectores “j”, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de inyección en el área de control respectiva.

$bfMTu_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite superior “u”, considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.

$bfMTl_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior “l”, considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.”

SEGUNDO. ESTABLECER que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-63-2020, perderán vigencia a partir de la publicación de esta resolución.

TERCERA. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en treinta y un (31) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes ocho (08) de enero de dos mil veintiuno.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME CONSULTA PÚBLICA 01-2020

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER DERIVADAS DEL “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”

INFORME GM-72-12-2020 / GJ-135-2020	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Giovanni Hernández	
Humberto Perla	
Juan Manuel Quesada	
Vivian Chaves	

Ciudad de Guatemala – Guatemala

2 de diciembre de 2020

CONTENIDO

I. ANTECEDENTES.....	2
II. NORMATIVA APLICABLE	0
III. ANÁLISIS.....	2
IV. CONCLUSIONES	11
V. RECOMENDACIONES	11

I. ANTECEDENTES

1. El 29 de julio de 2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la resolución CRIE-50-2020, misma que fue publicada el 6 de agosto de 2020, mediante la cual se resolvió entre otros asuntos, modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), incluyendo la modificación de normas relacionadas a los Derechos de Transmisión y Contratos Firmes del Mercado Eléctrico Regional (MER); resolución dictada luego de haberse llevado a cabo el proceso de Consulta Pública 06-2019. El RESUELVE TERCERO de dicha resolución, estableció lo siguiente:

TERCERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo 1 que se adjunta a la presente resolución y el cual es parte integrante de la misma.

Asimismo, dicha resolución en su RESUELVE CUARTO, dispuso, entre otros asuntos, lo siguiente:

4. A partir de la publicación de la presente resolución, el EOR deberá llevar a cabo los ajustes a sus sistemas informáticos y demás acciones que considere necesarias, debiendo aplicar de forma indicativa, al menos por un período de 7 días calendario, las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*”; así mismo, el EOR deberá presentar a esta Comisión un informe sobre los resultados de dicha aplicación, a más tardar 5 días calendarios contados a partir de la finalización del periodo indicativo. Todo lo anterior, con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con periodo de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre de 2020, considere la aplicación de dicha normativa.
5. A partir del día 1 de noviembre de 2020 se procederá a la aplicación de las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado “*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*”, aprobadas en el resuelve TERCERO de la presente resolución.

2. El 9 de octubre de 2020, vía correo electrónico, el Ente Operador Regional (EOR), remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-10-2020-275, adjuntando el: “*Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”.
3. El 28 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-63-2020, misma que fue publicada el 30 de octubre de 2020, mediante la cual se aprobaron las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de dicha resolución, estableció lo siguiente:

PRIMERO. APROBAR las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, conforme el detalle presentado en el Anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1 de noviembre de 2020, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.

4. El 28 de octubre de 2020, la CRIE ordenó publicar en su página web, el documento denominado: “*INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERIODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020.*”

5. El 28 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-64-2020, misma que fue publicada el 04 de noviembre de 2020, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2020, a fin de tener observaciones y comentarios a la propuesta de modificación del RMER. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 01-2020, a fin de tener observaciones y comentarios a la propuesta de modificación del RMER denominada: *“Propuesta de modificación del RMER derivadas del INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*, la cual se anexa a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

6. El 04 de noviembre de 2020, en la página web de la CRIE, se publicó la invitación para participar en la Consulta Pública 01-2020 (CP-01-2020), comunicándose que de las 7:30 horas del 05 de noviembre de 2020 hasta las 16:30 horas del 19 de noviembre de 2020, estaría abierta dicha Consulta Pública para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la *“Propuesta de modificación al RMER derivadas del INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*
7. Del 5 de noviembre de 2020 al 19 de noviembre de 2020, se llevó a cabo la CP-01-2020, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

	ENTIDAD	FECHA
1	Ente Operador Regional (EOR)	17/11/2020
2	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2020
3	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	19/11/2020
4	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. DE C.V.	19/11/2020
5	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	19/11/2020

II. NORMATIVA APLICABLE

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

- *“Artículo 19. La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia (...)”.*
- *“Artículo 20. La CRIE cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.”*
- *“Artículo 22. Los objetivos generales de la CRIE son: // 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. (...)”.*
- *“Artículo 23. Las facultades de la CRIE, son, entre otras: //a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...) //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 (...)”.*

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones**
 - a) *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*
 - b) *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
 - c) *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*

- d) Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;
- e) Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. (...) El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;
- f) Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.”

Reglamento Interno CRIE, resolución CRIE-31-2014

- **“Artículo 20.** La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos; //d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”

Procedimiento de Consulta Pública, resolución CRIE-08-2016

- **“Artículo 5.** Una vez ordenado el inicio del procedimiento a más tardar al día hábil siguiente, se deberá invitar a los interesados a presentar sus posiciones respecto a la consulta, invitación que:
 - a. Se remitirá vía correo electrónico a los Entes Regionales, los OS/OM y Reguladores Nacionales, en el cual se incluirá el link de los documentos consultados los cuales se publicarán en el sitio web oficial de la CRIE www.crie.org.gt.
 - b. Se publicará en el sitio oficial indicado en el inciso anterior, por el periodo establecido para la consulta, para que cualquier interesado pueda acceder a ellos y participar en la consulta de conformidad con este procedimiento.

En tal invitación deberán indicarse un resumen de las razones que fundamentan la consulta, la propuesta de norma o modificación de regulación regional que se somete a consulta, la fecha y hora de cierre de recepción de posiciones, comentarios y observaciones, así como los medios por los cuales pueden presentar las mismas.”

- **“Artículo 6.** El plazo para presentar observaciones será de 15 días calendario, contados a partir del momento de publicar los documentos en el sitio web oficial de la CRIE. En caso de que la CRIE considere necesario reducir el plazo por la urgencia que requiera la atención

de algún asunto sujeto a la consulta pública, podrá establecer un plazo no menor a 5 días calendario.”

- *“Artículo 7. Transcurrido el plazo para presentar posiciones, la CRIE tiene un plazo de hasta 15 días hábiles, para analizarlas. Dentro de dicho plazo las respectivas Gerencias encargadas de la propuesta consultada deberán valorar las observaciones y comentarios recibidos, darles respuesta, preparar un único informe que incluya: la propuesta regulatoria final, las respuestas a las observaciones y comentarios recibidos, su recomendación y la propuesta de resolución. Dichos documentos se trasladarán al Secretario Ejecutivo para su revisión.”*
- *“Artículo 10. La resolución que finalmente emita la CRIE, la cual incluirá la respuesta a las observaciones y comentarios recibidos, se publicará en el sitio web oficial. Y a los participantes de la consulta pública respectiva, se les comunicará que la resolución con la respuesta a sus observaciones y comentarios se encuentra disponible en el sitio web oficial.”*

III. ANÁLISIS

La Junta de Comisionados mediante la resolución CRIE-64-2020 del 28 de octubre de 2020, ordenó el inicio de la Consulta Pública 01-2020, referida a la *“Propuesta de modificación al RMER derivadas del “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*, misma que se llevó a cabo del 5 al 19 de noviembre de 2020.

Al respecto, se indica que en el presente informe se valora y da respuesta a todas las observaciones y comentarios recibidos en la CP-01-2020, con el objeto de considerar las mejoras correspondientes a la propuesta regulatoria final. En ese sentido, se indica que algunos de los comentarios analizados han derivado en mejoras a la propuesta normativa de detalle, las cuales se han sido incorporadas en el Anexo denominado: *“Propuesta de modificación al RMER derivada del procedimiento de Consulta Pública 01-2020”* del presente informe.

A continuación, se presenta el análisis realizado a las observaciones recibidas en referencia a la “Propuesta de modificación al RMER derivadas del “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR:</p> <p>Razones de Hecho: “Se identifica necesario, especificar como se aplicarán las restricciones para las máxima exportación total y máxima importación total por cada área de control.”</p> <p>Razones de Derecho: “Mejorar la comprensión de la norma, con el fin de que la Regulación Regional contenga de forma explícita, la forma en la cual se debe modelar la importación total y exportación total de cada área de control para evitar el ‘neteo’ de flujos provocados por las inyecciones y retiros de un área de control. La propuesta (sic) de modificación también esta (sic) contenida en el Informe de Regulación del MER extraordinario (IRMER-E-02-2020), remitido a la CRIE en nota EOR-PJD-29-10-2020-057.”</p> <p>Propuesta:</p> <p>“La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:</p> $\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTu_e$ <p>La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:</p> $\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTl_e$ <p>(4.1)”</p>	<p>Se considera que la propuesta plantea una mejora regulatoria, que permite una mayor comprensión y adecuada aplicación de la norma, por lo que la misma resulta procedente.</p> <p>Por lo anterior, se atiende la observación y propuesta, la cual será considerada de forma íntegra en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>

<p>Numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR:</p> <p>Razones de Hecho: “Al haberse desagregado la numeración a las restricciones (4) y (4.1), se entiende de manera implícita (sic) que la restricción (4.1) no debe ser tomada en cuenta en valores de las variables duales de los Precios PN, solo la restricción (4).</p> <p><i>Sin embargo, el numeral D7.1.2 hace referencia a un nivel macro o superior de la numeración, no a un nivel micro o inferior, en consecuencia, el texto se puede prestar a la interpretación que es todo lo contenido en las ecuaciones (4) con sus subniveles inferiores incluidos.”</i></p> <p>Razones de Derecho: “Mejorar la comprensión de la norma, con el fin de que la Regulación Regional contenga de forma explícita, que los valores duales de las dos nuevas restricciones incorporadas al numeral D4.2.1, no deben ser considerados en los valores de beta positiva y beta negativa del numeral D7.1.2, y por consiguiente tampoco deben afectar los valores de los precios PN, ni los cálculos de los montos por PDF. La propuesta de modificación también esta (sic) contenida en el Informe de Regulación del MER extraordinario (IRMER-E-02-2020), remitido a la CRIE en nota EOR-PJD-29-10-2020-057.</p> <p><i>La propuesta de modificación, es consistente con lo indicado por el Regulador en nota CRIE-SE-GM-GJ-523-10-09-2020 (Literal e), página 4/11), a través de la cual, dio respuesta a la correspondencia EOR-PJD-01-09-2020-045, solicitud de aclaración a la resolución CRIE-50-2020.”</i></p> <p>Propuesta:</p> <p><i>“Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.</i></p> <p><i>Donde:”</i></p>	<p>Se considera que la propuesta planteada es una mejora regulatoria, que permite una mayor comprensión y adecuada aplicación de la norma, por lo que la misma resulta procedente.</p> <p>Por lo anterior, se atiende la observación y propuesta, la cual será considerada de forma íntegra en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>
<p>Numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>CNEE:</p> <p>“Observación No.1</p> <p><i>En la modificación del numeral D4.1.1 del Anexo D al libro III del RMER, se recomienda que se indique para cuáles casos se utilizará el modelo cuadrático¹ y para cuáles casos se utilizará el modelo lineal²; esto debido a que la redacción</i></p>	<p>En relación con la propuesta planteada por el participante, se indica lo siguiente:</p> <p>En efecto, la función cuadrática de las pérdidas de transmisión, representa de manera más exacta la magnitud de las mismas versus la aproximación lineal. No obstante lo anterior, además del criterio de exactitud, a la hora de elegir el modelaje a utilizar,</p>

	<p>indica que la elección del modelo a utilizar será “según considere apropiado” el Ente Operador Regional.</p> <p>Al respecto se entiende que para los casos que sea factible el modelo cuadrático, por brindar el valor de pérdidas totales exacto, ese debería ser utilizado, y en el resto de casos se utilizaría la aproximación por series de Taylor; esto debería quedar explícito en la normativa.</p> <p>¹Ecuación (0) de la propuesta del numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER ²Ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2) de la propuesta del numeral D4.1.1 del Anexo D al libro III del RMER”</p>	<p>es relevante considerar también aspectos más amplios de la solución completa, como lo son el nivel de optimalidad de la solución, el valor buscado de la función objetivo (ingreso de la subasta) y los tiempos de convergencia de la optimización.</p> <p>Por lo anterior y considerando la propuesta del participante, respecto a que la norma establezca los criterios que el EOR deberá tomar en cuenta para determinar el modelaje a utilizar, se realizará la inclusión del siguiente texto en la norma:</p> <p>“(…) Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) o las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2), eligiendo, para la totalidad del periodo de validez de la convocatoria en curso, la opción que produzca la solución óptima con el mayor valor de la Función Objetivo y el menor tiempo de ejecución. En consecuencia, las pérdidas totales se podrán expresar como: (…)”</p>		
<p>Numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>CNEE:</p> <p>“Observación No.2</p> <p>En la modificación del numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER, se recomienda que, para total comprensión de los Agentes, dentro del numeral se defina la variable ‘NL’ de las fórmulas de pérdidas totales y pérdidas asignadas a cada nodo, mismas que se muestran a continuación:</p> <div style="text-align: center;"> <table border="1" data-bbox="577 930 1039 1024"> <tr> <td style="padding: 5px;"> $\text{pérdidas}_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$ </td> <td style="padding: 5px;"> $\text{pérdidas}_{xe} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{PL_{le}}{2}$ </td> </tr> </table> </div> <p>Finalmente, se recomienda a la CRIE que se tenga una mayor diligencia en la revisión de las formulaciones matemáticas para que exista una total claridad y comprensión de todos los agentes del Mercado Eléctrico Regional.”</p>	$\text{pérdidas}_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$	$\text{pérdidas}_{xe} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{PL_{le}}{2}$	<p>Se considera que la propuesta plantea una mejora regulatoria, que permite una mayor comprensión y adecuada aplicación de la norma, por lo que la misma resulta procedente</p> <p>Por lo anterior, se atiende la propuesta, la cual será considerada de la siguiente manera en la norma:</p> <p>“(…) donde PL_{ls} se calcula con la fórmula (0) ó (2), según lo determine el EOR y NL es el número total de líneas. (…)”</p> <p>Respecto a la recomendación brindada por el participante, se indica que la CRIE realiza de manera diligente sus funciones y como parte de ello, dispone del procedimiento de consulta pública para el desarrollo de la mejora regulatoria.</p>
$\text{pérdidas}_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$	$\text{pérdidas}_{xe} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{PL_{le}}{2}$			
<p>General</p>	<p>UT:</p> <p>Razones de Hecho: “El EOR ha evidenciado en la aplicación de las modificaciones contenidas en la resolución CRIE-50-2020, que al declarar contratos firmes con energía requerida igual a cero, el EOR no lo elimina, más bien las concilia; por lo tanto, se solicita revisar si el tratamiento de los contratos con energía requerida igual a cero es correcto, así como ampliar al respecto y</p>	<p>Se indica que la característica operativa de los CF que observa el participante, ha existido desde la implementación de este tipo de contratos a partir el año 2016 y no ha sido introducida como parte de las propuestas de modificaciones sometidas a la presente consulta pública.</p> <p>Indistintamente de lo anterior, se le aclara al participante, que la normativa regional considera que cuando un CF tiene Energía</p>		

	<p><i>explicar con un ejemplo todo el proceso de conciliación de ambos agentes participantes de esta condición en los contratos, para claridad de la implementación definitiva de la normativa regional.”</i></p>	<p>Requerida igual a cero, la única oferta que podrá ser considerada en el predespacho regional, es la oferta de flexibilidad de la parte vendedora, si esta fuera presentada, ya que en este caso no es obligatoria. En consecuencia, los efectos del CF serán considerados únicamente en el proceso de conciliación de las transacciones programadas, mediante los efectos financieros que se deriven entre las cantidades de las Energías Declaradas del CF, las energías programadas y los pagos por CVT (CMORC).</p> <p>Sobre la solicitud de ejemplos de la operatividad de los CF, se señala que la misma no se refiere a una observación a la normativa regional en consulta pública, por lo anterior, no corresponde su atención dentro del presente procedimiento.</p>
General	<p>UT:</p> <p>Razones de Hecho: <i>“En el caso de nodos aislados, y zonas del SER que se encuentren en islas, pueden surgir precios ex ante que no tengan ningún significado físico, por lo que solicitamos establecer que los mismos no deben ser utilizados.</i></p> <p><i>En el caso específico de islas eléctricas, la regulación ya consideró la eliminación en dichos nodos de los CFs, pero esto no se ha establecido para los CNFFFs, por lo que solicitamos su inclusión en esta regla.”</i></p>	<p>Se entiende que el participante hace referencia al proceso de asignación de DT, por lo que se le aclara que la normativa en consulta, considera lo solicitado. En ese sentido, el numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, indica lo siguiente <i>“(…) el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con: a) <u>hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado</u> (…)”</i> lo resaltado es propio.</p> <p>Por otro lado, se indica que las normas relacionadas con los CNFFF, no fueron objeto de las propuestas de modificación sujetas a la CP-01-2020. No obstante lo anterior, se le informa que, considerando los hallazgos durante el periodo indicativo de aplicación de la resolución CRIE-50-2020, se inició la coordinación con el EOR, para considerar una revisión integral del Anexo 3 del Libro II del RMER, donde se incluirá el análisis de lo solicitado respecto a la operación de los CNFFF, entre otros, aspectos.</p>
Numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER	<p>UT:</p> <p>Razones de Hecho: <i>“La consulta pública propone ajustar la modelación de las pérdidas de transmisión para DT, en el sentido que estas sean linealizadas.</i></p>	<p>Respecto a la razón por la cual se modificó la aproximación lineal establecida en el RMER, se transcribe parte del literal d) perteneciente al apartado III, denominado: <i>“Propuesta de modificaciones al Libro III del RMER con carácter de urgencia”</i>, del: <i>“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO</i></p>

	<p><i>Entendemos que ya el modelo de subasta contemplaba pérdidas linealizadas, por lo que no se comprende la razón de ser de esta propuesta de modificación.</i></p> <p><i>Si esta modificación se aplica y utiliza en la asignación de los DT, mientras que no se utiliza en el predespacho, puede ocurrir (por ejemplo) que en el predespacho regional se necesite despachar más ofertas de oportunidad para cubrir pérdidas de transmisión de DFs, siendo este un factor que eventualmente podría afectar la suficiencia financiera, o producir cualquier otro efecto no esperado.</i></p> <p><i>Por lo anterior, se solicita revisar los cambios en dicha formulación de tal manera que sean congruentes con el modelo del predespacho regional y se compatibilicen mejor los resultados de una asignación de DTs que luego es operativizada en el predespacho regional por medio de los CFs.”</i></p> <p>Propuesta:</p> <p><i>“Se solicita agregar un párrafo al final del numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER, conforme al texto siguiente:</i></p> <p><i>En todo caso, el EOR verificará la congruencia en la modelación de pérdidas tanto en el proceso de subasta de DFs, como en la ejecución del modelo de predespacho regional.”</i></p>	<p>ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”, en donde se explica lo señalado por el participante:</p> <p>“ (...) Se identificó, que al considerar las nuevas restricciones establecidas en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, el problema de optimización de la asignación de DT, se volvió más complejo, lo que generó dificultades de convergencia, utilizando el actual modelo cuadrático de las pérdidas de transmisión (no lineal), para superar esta dificultad el EOR implementó en sus sistemas informáticos, un modelo de aproximación lineal por series de Taylor, el que permitió lograr la convergencia de la asignación de DT.</p> <p>Lo anterior, fue considerado por el EOR, con base en lo experimentado durante los procesos de desarrollo informático para la implementación de un optimizador más robusto, identificándose que la metodología con la aproximación de la serie de Taylor brindó los resultados más cercanos al valor exacto cuadrático, y adicionalmente con base en los análisis y recomendaciones emitidas por el consultor Dr. Alex Papalexopoulos mediante el Informe General de Diagnósticos que fue preparado para el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional(CDMER)en el marco de la consultoría para la “REVISIÓN Y MODIFICACIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO Y DESARROLLO DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN A LARGO PLAZO”, donde se indicó que la aproximación lineal por tramos, que actualmente establece el RMER, es inexacta y puede producir resultados indeseados, siendo más adecuado utilizar una aproximación lineal por series de Taylor, en el Anexo 3 del presente informe, se presenta el extracto de dicho informe, donde se detalla el análisis del consultor.</p> <p>La ventaja de utilizar las aproximaciones lineales mediante series o polinomios de Taylor, es que se logra mayor eficiencia en el cálculo, ya que permiten obtener dicha aproximación de forma local, entorno a un punto donde la función es diferenciable, permitiendo acotar el error de la aproximación. En este sentido, el objeto de considerar en la normativa esta aproximación lineal (series de Taylor), es el de establecer la formulación matemática específica a utilizarse para realizar la</p>
--	---	---

		<p><i>linealización de la función cuadrática de las pérdidas de transmisión, ante dificultades de no convergencia del problema de optimización para la asignación de DT, derivada de la no linealidad de función cuadrática antes indicada y la complejidad del escenario de optimización correspondiente. (...)</i></p> <p>Ahora bien, en relación con la posibilidad de que existan diferencias entre la asignación de las pérdidas de transmisión, entre los procesos de asignación de DT y predespacho regional, se indica que dicha posibilidad es más una certeza y siempre ha existido entre ambos procesos, precisamente porque son desacoplados. Por lo que, la implementación de la aproximación lineal de la función de las pérdidas señalada, que se encuentra en consulta, no ha introducido dicha diferencia, sino que es una condición preexistente a la emisión de la resolución CRIE-63-2020 y que no forma parte del objeto de la presente consulta pública</p> <p>No obstante, lo anterior, respecto a la aproximación lineal de la función de las pérdidas, que está siendo considerada para la asignación de los DT, se informa que se está coordinando con el EOR para implementar dicha aproximación en los procesos comerciales como el predespacho regional, mediante el proceso de revisión integral del Anexo 3 del Libro II del RMER, tal como se indicó en la respuesta del comentario anterior.</p> <p>En virtud de lo señalado, se considera que la propuesta planteada por el participante no es objeto de la presente consulta pública.</p>
<p>Numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER</p>	<p>UT:</p> <p>Razones de Hecho: <i>“(…) Las modificaciones contenidas en esta sección parecen ser de fondo, en el sentido que tienen que ver con el neteo de derechos de transmisión en un área de control. Se mencionan los siguientes aspectos, para que sean considerados por la CRIE:</i></p> <p><i>a) No se tiene claro cómo afectará la modificación de estas restricciones en el proceso de subasta, lo cual incluso podría implicar resultados diferentes (sic) a los que fueron observados durante el período indicativo que se llevo (sic) a cabo por la resolución CRIE 50-2020.</i></p> <p><i>b) Debe verificarse la congruencia de estas restricciones en la subasta, contra la modelación de los neteos de energía por país en el predespacho regional, ya que estos últimos no representan ningún problema operativo, y están debidamente soportados por el modelo utilizado por el EOR.</i></p>	<p>Respecto a lo señalado por el participante, se brinda respuesta según el orden de lo expuesto y en ese sentido, se aclara lo siguiente:</p> <p>a) El impacto de las restricciones señaladas, es evitar el neteo entre los DF, cuando se producen contraflujos en el proceso de asignación de la capacidad de transmisión. Este criterio ha estado en la norma desde el diseño de la misma, sólo que estaba aplicado a las capacidades de las instalaciones de forma independiente y en esta ocasión se está introduciendo el mismo criterio para las capacidades operativas que asocian más de una instalación (MCTP). En efecto, estas restricciones por su naturaleza producirán resultados diferentes, cuando el neteo entre DF (contraflujos) esté eludiendo el límite establecido por un MCTP.</p>

	<p>c) <i>Es necesario indicar claramente en la regulación, que las restricciones de importación y exportación de un área de control no deben influir en la capacidad de porteo de la misma área de control en el proceso de subasta. Lo anterior, en consistencia con los procesos comerciales y de tiempo real de estas restricciones.</i></p> <p>d) <i>Entendemos que estas restricciones no fueron utilizadas durante la subasta de prueba, debido a que se presentaron problemas de convergencia, por lo que es necesario ahondar en las implicaciones de estos aspectos.</i></p> <p><i>Como conclusión de lo indicado anteriormente, solicitamos que estas restricciones sean eliminadas, ya que las mismas surgieron como una necesidad ante los pagos de RC en función de las declaraciones, y al establecer que el cálculo de RC es en función de las transacciones de energía programadas, entenderíamos que estas dejan de tener sentido. Asimismo se eliminarían otros problemas que pueden surgir por estas restricciones, tales como valores duales de las mismas que no son correspondientes con la realidad y que pueden provocar distorsiones en la conciliación de la asignación de las subastas, el alejamiento del modelo matemático de las subastas del de (sic) predespacho regional, posibilidad de no tener convergencia en el modelo de subastas, posible reducción innecesaria de la asignación de DFs por el neteo en un área de control al considerar su porteo.</i></p> <p><i>Se sugiere revisar el mecanismo de recorte contemplado en la Res. CRIE 50-2020, ya que presenta problemas en su implementación cuando existen varias restricciones en simultáneo, como por ejemplo cuando existen nodos aislados y restricciones de importación por área de control. Sugerimos establecer que las restricciones más fuertes actúen primero, para luego, con los contratos restantes, aplicar el prorrateo.</i></p> <p><i>Hacerlo como actualmente está establecido, y que fué justamente como lo implementó el EOR en el período indicativo, provoca que se reduzcan las energías requeridas (sic) de los CFs por debajo de los valores de máxima importación por área de control, lo cual puede provocar que no se le brinde a los CFs de retiro la máxima prioridad de despacho. Solicitamos que estas aclaraciones sean consideradas en el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.”</i></p>	<p>b) La congruencia señalada, no se considera vinculante entre los procesos de asignación de DT y los predespachos regionales, ya que en las asignaciones se busca una solución factible de los DF a asignar, ante la incertidumbre futura de la declaración de los CF que estarán asociados. En cuanto al proceso del predespacho regional, dicha incertidumbre no existe, ya que la declaración de los CF es conocida para el escenario de programación del periodo de mercado.</p> <p>c) La normativa es clara, al establecer en la definición del conjunto de instalaciones MT del numeral D4.2.1 del Libro III del RMER, lo siguiente: “(...) así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas Tk con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas Tk con nodos de inyección en el área de control respectiva.(...)”, de tal forma que, las restricciones asociadas a la importación y exportación total de un área de control, sólo deben afectar a los DF que salen (se inyectan) o entran (se retiran) de dicha área de control, excluyendo el caso de los DF que atraviesan la misma (porteo).</p> <p>d) Es correcto que los resultados del periodo indicativo establecido en la resolución CRIE-50-2020 y que fueron publicados por el EOR, no consideraron los efectos de estas restricciones, debido a problemas de convergencia experimentados. No obstante lo anterior, el EOR mediante una acción proactiva, ejecutó el escenario de pruebas con otro solver (Cplex) y con un modelaje aproximado linealmente de las pérdidas de transmisión, obteniendo resultados adecuados, estos resultados fueron documentados en el informe del EOR del periodo indicativo, el cual fue publicado por la CRIE en su página web como anexo 2 del informe de diagnóstico denominado: “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”.</p> <p>Sobre la propuesta de eliminar las restricciones en cuestión y contrario a la razón de existencia de las mismas que expone el participante, se aclara que las restricciones para evitar el neteo mutuo de los DF, asociadas a las MCTP, no han sido incorporadas a la normativa “(...) como una necesidad ante los pagos de RC en función de las declaraciones (...)” tal como lo</p>
--	--	--

		<p>señala el participante, sino que es un funcionalidad considerada actualmente en el Anexo D del Libro III del RMER, pero que no se había implementado para el caso de las MCTP.</p> <p>Las dificultades que el participante señala que fueron experimentadas con los CNFFF y los CF, durante el periodo de aplicación indicativa de la resolución CRIE-50-2020, no están relacionados con el numeral comentado y en todo caso, dichas dificultades asociadas al predespacho regional, deberán ser subsanadas mediante los ajustes al Anexo 3 del Libro II del RMER, que tal como se ha dicho líneas arriba, estarán siendo realizadas en coordinación con el EOR y el CDMER.</p> <p>Por todo lo anterior, no se identifica procedente la eliminación propuesta, ni las observaciones relacionadas con el predespacho regional, en razón de los alcances de esta consulta pública.</p>
<p>Numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER</p>	<p>MERELEC:</p> <p>Razones de Hecho: <i>“Solicitamos que en el reporte de Resultados para Asignación de DT en la hoja COPDT donde se encuentran los flujos resultantes de las restricciones de flujos netos, se permita ver los resultados de las restricciones de los flujos positivos/negativos por interconexión con su respectivo limite NS/SN con las reducciones que ocasionan los flujos de los DT existentes, y los flujos resultantes de las restricciones de importación (restricción 4.1 CRIE 63-2020) en el caso que el área tenga ofertas de retiro y los flujos resultantes de las restricciones de exportación (restricción 4.1 CRIE 63-2020) en el caso que el área tenga ofertas de inyección.”</i></p>	<p>La observación realizada, se refiere a una solicitud de tipo operativa, relacionada con la publicación de información por parte del EOR, la cual escapa del alcance del presente procedimiento de consulta pública.</p>
<p>General</p>	<p>ARESEP:</p> <p><i>“ (...) Con relación a la consulta (correo electrónico del 04 de noviembre de 2020) Propuesta de modificación al RMER derivadas del Informe de diagnóstico del mercado eléctrico regional extraordinario para dar atención a las modificaciones urgentes identificadas durante el período de aplicación indicativa de la resolución CRIE-50-2020, Consulta Pública 01-2020, le expreso en nombre de mi representada que no tenemos mayores comentarios a los que ya constan en las actas de la Junta de Comisionados cuando se ha discutido este tema. (...)”</i></p>	<p>Se toma nota de lo manifestado por la ARESEP.</p>

IV. CONCLUSIONES

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 01-2020, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

	ENTIDAD	FECHA
1	Ente Operador Regional (EOR)	17/11/2020
2	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18/11/2020
3	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	19/11/2020
4	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. DE C.V.	19/11/2020
5	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	19/11/2020

2. El tipo y procedencia de las observaciones recibidas se muestra a continuación.

No.	ENTIDAD	NUMERAL OBSERVADO	TIPO OBSERVACIÓN	PROCEDE
1	EOR	D4.2.1	Mejora a la propuesta en consulta	Si
2	EOR	D4.2.1	Mejora a la propuesta en consulta	Si
3	CNEE	D4.1.1	Mejora a la propuesta en consulta	Si
4	CNEE	D4.1.1	Mejora a la propuesta en consulta	Si
5	UT	General	Revisión de la regulación regional	No
6	UT	General	Mejora a la regulación regional	No
7	UT	D4.1.1	Mejora a la propuesta en consulta	No
8	UT	D4.2.1	En contra a la propuesta en consulta	No
9	MERELEC	D4.2.1	Solicitud de publicación de información	No
10	ARESEP	General	Sin observaciones	No aplica

3. Luego de realizado el análisis de las observaciones y propuestas presentadas dentro de la Consulta Pública 01-2020, se consideró apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustarse en lo pertinente la *“Propuesta de modificación al RMER derivadas del “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO PARA DAR ATENCIÓN A LAS MODIFICACIONES URGENTES IDENTIFICADAS DURANTE EL PERÍODO DE APLICACIÓN INDICATIVA DE LA RESOLUCIÓN CRIE-50-2020”*.

V. RECOMENDACIONES

1. Aprobar las modificaciones de los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III y los numerales D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), según el detalle que se anexa al presente informe.
2. Establecer que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la resolución CRIE-63-2020, perderán vigencia a partir de la publicación de la resolución que apruebe las modificaciones de los numerales 8.6.1 y 8.7.3 del Libro III y los numerales D4.1.1 y D4.2.1 del Anexo D del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

ANEXO

Informe GM-72-12-2020 / GJ-135-2020

Propuesta de modificación al RMER derivada del procedimiento de Consulta Pública 01-2020

Nota: Se indica que las modificaciones al RMER propuestas por la CRIE y sometidas a la Consulta Pública 01-2020, se identifican con color azul, mientras que, las modificaciones resultado de los comentarios en la referida consulta se identifican con color verde.

1. Modificar el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

“Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con: a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado; o, b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.”

2. Modificar el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

“Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional y la *Renta de Congestión* de dichos DF **no resulte como cargo** al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$ = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$ = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$ = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$ = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

$NPer_{mes}$ = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$ = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado “h” en el mes.

h = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

H = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor o igual que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).”

3. Modificar el numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente:

D4.1.1 “Las pérdidas en una línea “l” (con flujos desde el nodo “x” hasta el nodo “y”), cuando circula por la misma una potencia F_l , se estimarán como:

$$PL_l = r_l * F_l^2 \quad (0)$$

Donde:

r_l : resistencia de la línea l

PL_l = Pérdidas de transmisión en la línea l

F_l = Flujo de potencia en la línea l

La modelación de las pérdidas requiere de introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de DT.

Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (0) por una aproximación por series de Taylor, la cual se describe a continuación:

$$PL_l \approx r_l * (F_{perd_l})^2 + 2 * r_l * F_{perd_l} * \Delta F_l \quad (1)$$

Donde F_{perd_l} corresponde al flujo de la línea l en ese punto de operación. ΔF_l representa la dirección de descenso que se puede describir como:

$$\Delta F_l = (F_l - F_{perd_l}) \quad (1.1)$$

ΔF_l debe estar acotada por un límite inferior y un límite superior de la siguiente forma:

$$-s \leq \Delta F_l \leq s \quad (1.2)$$

Donde s es una constante la cual debe ser pequeña alrededor del punto de operación,

Dadas las restricciones de flujo por cada línea, indicadas en el numeral D2.3 ($-bl_e \leq F_e \leq bu_e$), al reemplazar (1.1), se tiene que:

$$\begin{aligned} -bl_{e,l} - F_{perd_l} &\leq F_l - F_{perd_l} \leq bu_{e,l} - F_{perd_l} \\ -bl_{e,l} - F_{perd_l} &\leq \Delta F_l \leq bu_{e,l} - F_{perd_l} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Combinando con la ecuación (1.1), la ecuación de restricción de flujo cambiaría por:

$$\max(-bl_{e,l} - F_{perd_l}, -s) \leq \Delta F_l \leq \min(bu_{e,l} - F_{perd_l}, s) \quad (2)$$

Las iteraciones iniciales para esta linealización, deberán considerar un valor de s grande, y en las iteraciones finales el valor de s debe tender a cero. Los valores inicial y final de s deberán ser incluidos en los resultados del proceso de asignación de DT correspondiente.

Las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2), representan la linealización de la función (0). Para lo cual, las inecuaciones establecidas en el numeral D2.3, deberán aplicarse considerando lo establecido en la inecuación (2). Para este efecto el EOR deberá aplicar esta linealización alrededor del valor real del flujo, en una región cercana a la solución, considerando las técnicas más adecuadas para lograr este objetivo.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) o las ecuaciones e inecuaciones (1), (1.1), (1.2), (1.3) y (2), eligiendo, para la totalidad del periodo de validez de la convocatoria en curso, la opción que produzca la solución óptima con el mayor valor de la Función Objetivo y el menor tiempo de ejecución. En consecuencia, las pérdidas totales se podrán expresar como:

$$pérdidas_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$$

donde PL_{ls} se calcula con la fórmula (0) ó (2), según lo determine el EOR y NL es el número total de líneas.

Se considerará que las pérdidas en una línea, a los efectos del balance de potencia en un nodo, se distribuyen por partes iguales en ambos extremos. En consecuencia:

$$pérdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x}^{NL} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo “x”, $pérdidas_{x,e}$ forman el vector PLT_e .

Siendo Γ_x el conjunto de líneas con un extremo en el nodo “x”.”

4. Modificar la sección “Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes” del numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, la cual se leerá de la forma siguiente:

“Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes que no considera pérdidas.

Las restricciones (4) y (4.1) siguientes, verifican que los Derechos Firmes a ser asignados en un sentido, sean factibles de manera independiente, sin ninguna compensación o alivio por parte de otros Derechos Firmes a ser asignados en sentido contrario.

$$\begin{aligned} \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) &\leq b f_e \\ \sum_k \max\left(0, \left[\begin{array}{c} H_e \\ -H_e \end{array} \right] \alpha_k T_k \right)_i - \sum_q \max\left(0, \left[\begin{array}{c} H_e \\ -H_e \end{array} \right] \delta_q TV_q \right)_i &\leq \begin{bmatrix} b f u_e \\ b f l_e \end{bmatrix} \forall e \\ \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq b f u_e \\ \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq b f l_e \end{aligned}$$

(4)

$$\begin{aligned} \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq b f M T u_e \\ \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq b f M T l_e \end{aligned}$$

La exportación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que salen del área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq b f M T u_e$$

La importación total acumula a todos los flujos de potencia sin pérdidas que entran en el área de control, sin considerar las ventas de DT:

$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) + \sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) \leq bfMTl_e$$

(4.1)

Los valores de las variables duales asociadas a las restricciones (4.1) no se deben tomar en cuenta en el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF, PN de la ecuación (13); ni tampoco en los Pagos a los compradores y vendedores de DT, PDF de la ecuación (15), ambas establecidas en el numeral D7.1.2.

Donde:

MT es el conjunto de elementos de transmisión interconectores “j”, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas, a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo), así como la importación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de retiro en el área de control respectiva y la exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas T_k con nodos de inyección en el área de control respectiva.

$bfMTu_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite superior “u”, considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.

$bfMTl_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, asociado al conjunto MT, para el límite inferior “l”, considerando la reducción producida por los flujos de los Derechos Firmes existentes, de manera similar a lo establecido en el numeral D3.1 de este anexo.”