

**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-63-2020, emitida el veintiocho de octubre de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-63-2020  
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
RESULTANDO**

**I**

Que el 6 de agosto de 2020, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), publicó la resolución CRIE-50-2020, emitida el 29 de julio de 2020, mediante la cual, resolvió, entre otros, 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); mediante la cual, en su RESUELVE CUARTO, se dispuso, entre otros 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: “*Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020*”.

**CONSIDERANDO**

**I**

Que el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), establece como fines del Tratado Marco, entre otros, los siguientes: “(...) f. *Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...)* // g. *Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región. (...)*”.

## II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Asimismo, de conformidad con los literales a), b) y c) del artículo 22 del Tratado Marco, entre sus objetivos generales se encuentran los de: *“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. // c. Promover la competencia entre los agentes del Mercado.”*

## III

Que el artículo 23 del 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 del 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.

## V

Que el numeral 1.8.4.4. del Libro I del RMER, establece el procedimiento de revisión y aprobación de modificaciones al RMER, disponiendo en su literal f) que: *“(…) 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. (…)”*

## VI

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, resolución CRIE-31-2014, *“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 (…)”*

## VII

Que a través de la resolución CRIE-50-2020, la Junta de Comisionados de la CRIE aprobó modificaciones al RMER relacionadas con los temas de Derechos Firmes y Contratos Firmes, mismas que fueron aplicadas de forma indicativa por el EOR según lo establecido en el RESUELVE CUARTO de la referida resolución. Habiéndose culminado la aplicación indicativa de las modificaciones al RMER, el EOR remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-09-10-2020-275, al cual anexó el documento denominado: “Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020”. Habiéndose analizado dicho informe y derivado de las conclusiones a las que se llegaron a través de la coordinación técnica entre la CRIE y el EOR, se identifican las siguientes necesidades de ajustes regulatorios:

a) Modificar el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, sustituyendo la conjunción “y” por la conjunción “o” que separa los literales a) y b) de dicho párrafo.

Se identifica que la conjunción “y” establecida en el numeral 8.6.1 señalado, es incorrecta para el fin regulatorio buscado, de aplicar la depuración de datos históricos indeseados para ambos casos de forma excluyente, siendo lo correcto el uso de la conjunción “o”.

Se considera que el impacto de este numeral, tal cual fue aprobado, no permite la depuración de datos históricos de los precios ex antes, para el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas de compra de DT, no lográndose el objetivo buscado, de que dichos precios mínimos capten los efectos de los datos históricos representativos en la operación futura del MER. Se estima que la aplicación de la corrección a este numeral, si bien no es crítica, se identifica urgente y pertinente que la misma sea considerada para su aplicación a partir del 1 de noviembre de 2020, con el objetivo de procurar que la norma sea consistente de forma integral con los criterios regulatorios perseguidos a través de las modificaciones al RMER, aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020.

b) Modificar las definiciones “*MT*”, “*bfMTue* y *bfMTle*”, establecidas en el numeral D4.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER, en el siguiente sentido: a) para *MT* adicionar el siguiente texto: “*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 exportación total únicamente para los casos donde existan ofertas  $T_k$  con nodos de inyección en el área de control respectiva*” y trasladar el texto final que dice “*que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas*” al inicio de la definición para mejorar la comprensión de la misma, y b) para *bfMTue* y *bfMTle* adicionar a ambas definiciones los siguientes textos “*asociado al conjunto  $MT$* ” y “*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*”, donde el primero busca explicitar la relación con el conjunto *MT* y el segundo incluir la consideración del uso de la capacidad de transmisión asociadas a las MCTP por parte de los DF existentes.

Se identifica que la norma aprobada no consideró: a) que las restricciones *MT* asociadas a las capacidades de exportación e importación total, deben ser aplicadas únicamente sobre las áreas de control donde existan oferta de compra de DF (inyecciones y retiros respectivamente), así como la reubicación del “*que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas*” al inicio

de la definición de MT para mejorar la comprensión de la misma, y b) la capacidad utilizada por los Derechos Firmes existentes (previamente asignados), en los límites superior e inferior  $bfMTue$  y  $bfMTle$  de las restricciones matemáticas incorporadas a la norma, siendo lo correcto que estos deban ser considerados, así como también hacer referencia a la relación con el conjunto MT.

Se considera que el impacto de la omisión en los límites superior e inferior  $bfMTue$  y  $bfMTle$ , únicamente afectaría a los procesos de asignación de DF con períodos de validez mensual, no generando ninguna afectación a los procesos de asignación de DF con períodos de validez anual. Dicha afectación en los procesos mensuales, es que no se aplicaría la mejora pretendida en las restricciones que verifican el neteo de los flujos de potencia de los DF en contraflujo, quedando estas verificaciones con los mismos efectos de las condiciones actuales en los procesos de asignación. Sin embargo, el impacto de la omisión asociada a las restricciones por las capacidades de exportación e importación total (MT), afectaría a todas las solicitudes de compra de DF, cuando estas atraviesen un área de control, que solamente presta el servicio de porteo, ya que limitaría la asignación de una forma indeseada, por no considerar solamente las áreas de control que exportan e importan.

Por lo tanto, se estima que la modificación de este numeral, es crítica y urgente ya que dicho numeral entra en vigencia el 01 de noviembre de 2020, junto con las demás modificaciones al RMER relacionadas con los DF aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, por lo que con el objeto de garantizar una adecuada aplicación de las normas aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, debe procederse a su urgente modificación.

c) Modificar: a) el primer párrafo del numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, sustituyendo el texto “(...) *resulte como un abono (...)*” por el texto “(...) *no resulte como cargo (...)*”, y b) la definición de “*h*” y “*H*” del mismo numeral, sustituyendo el texto “(...) *es mayor que cero (...)*” por el texto “(...) *es mayor o igual que cero (...)*”,

Se identifica que para el caso donde la Energía Requerida Reducida de un Contrato Firme (CF), sea igual a cero, es decir que se reduzca en su totalidad el CF por la verificación de los valores de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), actualizadas en el predespacho regional, la norma no contempló la aplicación de reintegro al agente titular del DF asociado al CF reducido totalmente, en este sentido, se considera que la formulación de reintegro establecida en la norma debería ajustarse para considerar este caso extremo en los escenarios de reintegro.

Se considera que el impacto de esta omisión no impide la aplicación de las modificaciones aprobadas mediante la resolución CRIE-50-2020, sin embargo, la aplicación de la corrección a este numeral, es crítica y urgente debido a que podría producir afectaciones económicas no deseadas a los agentes titulares de DF afectados en el caso de la reducción total del CF. Adicionalmente debe considerarse que este ajuste regulatorio, entra en vigencia el 1 de noviembre de 2020, fecha en la cual entran en vigencia las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado 2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020. Finalmente, debe indicarse que la modificación urgente del referido numeral evitaría las afectaciones económicas antes indicadas a partir de dicha fecha.

d) Modificar en el numeral D4.1.1 del Anexo D del Libro III del RMER, la linealización del modelo de las pérdidas de transmisión, que actualmente considera una función lineal por tramos, por un modelo que considere una aproximación lineal por series de Taylor.

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.

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.

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, en torno 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 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 la función cuadrática antes indicada y la complejidad del escenario de optimización correspondiente.

Por lo anterior, se estima que la modificación del modelo de linealización, de las pérdidas de transmisión, actualmente considerado en el D4.1.1 del Anexo D del Libro III, es crítica y urgente para la aplicación adecuada de las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020, las cuales entran en vigencia el 01 de noviembre de 2020.

Con base en las modificaciones descritas en los literales anteriores, se identifica necesario modificar dichos numerales de manera urgente, debido a que de esta forma se garantizaría una adecuada aplicación de las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020, las cuales entran en vigencia el 01 de noviembre de 2020; lo anterior con el objetivo de procurar la consistencia integral de los criterios regulatorios perseguidos a través de dichas modificaciones al RMER, evitando posibles efectos indeseados y afectaciones económicas a los Agentes del MER a partir de dicha fecha. Para el efecto debe procederse de la forma establecida

en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, adoptando una modificación transitoria del RMER.

## VIII

Que en la reunión a distancia número 171, llevada a cabo el día miércoles veintiocho de octubre de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el “Informe de los resultados del Período Indicativo de la Resolución CRIE-50-2020” presentado ante esta Comisión por el EOR, derivado de las conclusiones a las que se llegaron a través de la coordinación técnica entre la CRIE y el EOR y siendo que las modificaciones al RMER establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1 de la resolución CRIE-50-2020 entrarán en vigencia el 01 de noviembre de 2020, acordó aprobar las modificaciones transitorias a los numerales 8.6.1, 8.7.3, D4.1.1 y D4.2.1 del Libro III del RMER, para su aplicación 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 RMER; 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 en lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno CRIE.

## RESUELVE

**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.

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

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en once (11) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes treinta (30) de octubre de dos mil veinte.

**Giovanni Hernández**  
Secretario Ejecutivo

## Anexo a la resolución CRIE-63-2020

### Modificación transitoria de 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

1. Modificar transitoriamente el último párrafo del numeral 8.6.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

“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 transitoriamente el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

“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.

Resolución CRIE-63-2020

Fernando José Álvarez Paz /  
3209452-3  
Firmado digitalmente por Fernando José Álvarez Paz / 3209452-3  
Fecha: 2020.10.28 11:38:45 -06'00'



$MWRR_{CF,h}$  = 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 transitoriamente el numeral D4.1.1 del Anexo D al Libro III del RMER, el cual se leerá de la forma siguiente (en color azul los cambios):

**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.  $\Delta F_l$  representa la dirección de descenso que se puede describir como:

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

$\Delta F_l$  debe estar acotada por un límite inferior y un límite superior de la siguiente forma:

Resolución CRIE-63-2020



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

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) según considere apropiado. 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 decida el EOR.

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:

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

Resolución CRIE-63-2020



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

Siendo  $\Gamma_x$  el conjunto de líneas con un extremo en el nodo “x”.”

4. Modificar transitoriamente 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 (en color azul los cambios):

“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.

$$\sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) \leq bf_e$$

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

$$\sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfu_e$$

$$\sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_e$$

(4)

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

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

(4.1)

Donde:

Resolución CRIE-63-2020



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.”**

Resolución CRIE-63-2020