

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-67-2017, emitida el veintitrés de noviembre de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-67-2017

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

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

II

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

III

Que el 13 de marzo de 2017, la CRIE emitió la Resolución CRIE-07-2017, mediante la cual aprobó el “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*”, dicho procedimiento establece las formulaciones de los CVT_{mers} , CVT_{dt} , CVT_{neto} e IVDT, los cuales son asignados como abonos o cargos a los agentes transmisores propietarios de las instalaciones RTR y a los OS/OM en el caso de instalaciones que no pertenecen a la RTR.

IV

Que mediante resolución CRIE-18-2017, del 05 de mayo de 2017, la CRIE modificó el “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*”, establecidos mediante la Resolución CRIE-07-2017, derivados del recurso de reposición interpuesto por el Ente Operador Regional (EOR), mediante la cual se procedió a realizar lo siguiente: a) Correcciones en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de las asignaciones de DT y

b) aclaraciones sobre la condicional de distribución del CVT_{neto} e IVDT para flujos de DT mayores a 0.1 MW.

V

Que la Gerencia de Mercado y la Gerencia Jurídica de la CRIE elaboraron el Informe GJ-74-2017/GM-58-10-2017, el cual contiene una propuesta de modificación de la actual “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y del actual Anexo 1 del Anexo A del “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*” establecido mediante Resolución CRIE-07-2017, tomando en consideración adicionalmente lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-48-2017.

CONSIDERANDO

I

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

II

Que el Tratado Marco establece en su artículo 23, entre otras, las siguientes facultades de la CRIE: “a. *Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercados. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado.*”

III

Que de cara a la evolución que tiene el MER, se hace necesario actualizar la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” y derivado de ello el “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*”, particularmente lo referido a los mecanismos de cálculo, conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Variables de Transmisión Netos (CVT_{neto}) y los ingresos por venta de DT (IVDT); justificado en que la referida metodología considera que los agentes de transmisión y OS/OM son destinatarios de los ingresos o cargos derivados de la operación comercial del MER y de la asignación de Derechos de Transmisión (DT), situación, que si bien es cierto en términos globales (desde la aplicación de dicha metodología) representa un ingreso neto al servicio de transmisión, en términos individuales ha generado cargos netos a agentes transmisores y OS/OM en meses particulares donde la operación comercial del MER y la asignación de DT, han producido déficit significativamente altos. Por su parte, el RMER en el capítulo 12 “*Sistema de Liquidación*” del Libro III, establece que los agentes trasmisores únicamente debían recibir el Ingreso Autorizado Regional (IAR) mensual, por su servicio de transmisión, sin experimentar cargos derivados del MER y de las asignaciones de DT, lo anterior implica que los superávit o

déficit del mercado deben ser independientes del ingreso regulado que deben recibir los agentes transmisores, razón por la que este efecto es posible de mejora. Adicionalmente la normativa vigente a la fecha, asigna ingresos al servicio de transmisión basado en la siguiente premisa: “a mayor limitación de transmisión mayor ingreso”, en el sentido de pagar a los agentes transmisores y OS/OM el monto de CVT (diferencial del precios ex ante) derivado de las congestiones por restricciones en la capacidad operativa a las transacciones regionales, siendo estos agentes y OS/OM pertenecientes a los mismos sistemas de transmisión que las provocan, pudiendo desmotivar la inversión en la solución del problema.

IV

Que de conformidad con lo anterior, se ha elaborado una propuesta de modificación de la actual “Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional” y del actual “Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”, que contempla: (a) Modificar la conciliación, facturación y liquidación de los CVTneto y el IVDT, (b) El pago del IAR a los agentes transmisores nacionales, (c) Eliminación de los cargos y abonos por CVTneto y el IVDT a los agentes transmisores, (d) Consolidar en una Cuenta General de Compensación del MER (CGC) los montos mensuales de los CVTneto y el IVDT de todas las instalaciones, (e) Utilizar la CGC para el pago de los IAR a los agentes transmisores propietarios de instalaciones existentes, (f) Descontar de forma semestral, con base en el criterio de actualización semestral de tarifas establecido en el 9.3.2 del Libro III del RMER, del Cargo Complementario que paga la demanda regional (Instalaciones SIEPAC Interconectores), un porcentaje a definirse por la CRIE, del saldo acumulado en la CGC para cada semestre, para reducir el CC que debe pagar la demanda regional y (g) dar cumplimiento a lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-48-2017 y eventualmente, hacer frente a reintegros y liquidaciones similares, que se hayan generado previo a la implementación de la CGC (déficit originados por la operación comercial del MER).; y que no contempla modificar: (a) Los cálculos de los CVTmer, CVTdt, CVTneto e IVDT por instalación, (b) Los pagos por CVT implícito que pagan las transacciones en el Mercado de Oportunidad, (c) Los pagos por CVT explícito (Cargos en el MOR por Contratos –CMORC) que pagan las transacciones en el Mercado de Contratos (CF, CNFFF y CNFF), (d) La distribución del pago de los Cargos Complementarios que pagan las demandas nacionales o regional por tipo de instalación SIEPAC (Interconector o No Interconector), (e) La distribución del abono de los Cargos Complementarios a la EPR por tipo de instalación SIEPAC (Interconector o No Interconector) y (f) Plazos en los procesos comerciales del MER. Lo anterior implica que la dinámica del MER no se vería afectada por la propuesta y no se modifica la operación comercial de los agentes que compran y venden energía en el MER, ni la de los agentes que participan en las asignaciones de DT.

V

Que mediante la 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.

VI

Que en la Reunión presencial de número 120, del 23 y 24 de noviembre de 2017, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo estudiado la propuesta contenida en el informe GJ-74-2017/GM-58-10-2017; y habiendo debatido sus conclusiones, decidió someter al trámite de consulta pública la propuesta de modificación de la actual *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”* y del actual Anexo 1 del Anexo A del *“Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”*, de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del *“Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”*.

POR TANTO

La CRIE, de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, así como lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE,

RESUELVE

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 04-2017, a fin de obtener observaciones y comentarios a la siguiente propuesta de modificación de la actual *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”* establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 modificada mediante resolución CRIE-35-2014 y del actual Anexo 1 del Anexo A del *“Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”*, establecido mediante resolución CRIE-07-2017 modificado mediante resolución CRIE-18-2017; propuesta de modificaciones que se encuentran contenidas en el texto que se anexa a la presente resolución, derivadas de la justificación y alcance referidos en la parte considerativa de la presente resolución.

SEGUNDO. INFORMAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 04-2017, que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 04 de diciembre de 2017, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 18 de diciembre de 2017, la CRIE recibirá comentarios y observaciones a la presente propuesta, los cuales deberán hacerse llegar únicamente por escrito al correo electrónico de la CRIE consulta04-2017@crie.org.gt. En su escrito los interesados deberán consignar un correo electrónico para recibir comunicaciones dentro del presente proceso.

TERCERO. ADVERTIR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 04-2017, que de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, en el escrito en el que presente sus comentarios y observaciones a la propuesta consultada deberá indicar las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes, asimismo sus comentarios y observaciones deberán ser presentados en forma clara, concisa y guardando congruencia y pertinencia con el tema sometido a consulta y su alcance.

CUARTO. ORDENAR a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE la publicación de la propuesta de modificación de la actual *Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”* y del actual Anexo 1 del Anexo A del *“Procedimiento*

de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”, (propuesta de modificaciones que se encuentran contenidas en el texto que se anexa a la presente resolución, derivadas de la justificación y alcance referidos en la parte considerativa de la presente resolución), en la página web de la CRIE www.crie.org.gt durante el periodo establecido para la Consulta Publica 04-2017 en el Resuelve Segundo de la parte resolutive de la presente resolución, para que cualquier interesado pueda tener acceso a la propuesta y participar en el procedimiento, tomando en cuenta el informe GJ-74-2017/GM-58-10-2017 que se anexa a la presente resolución; y remitir por correo electrónico al Ente Operador Regional -EOR-, OS/OMS y a los reguladores nacionales la propuesta en cuestión, para sus comentarios y observaciones.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.-"

Quedando contenida la presente certificación en cuarenta (40) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día viernes uno (01) de diciembre de dos mil diecisiete.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

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

Ciudad de Guatemala – Guatemala

2017



Contenido

1.DEFINICIONES	3
2.OBJETIVOS.....	3
3.CARGOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DE LA LÍNEA SIEPAC.	3
4.CONCILIACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO (CC) Y DE LA COMPENSACION MENSUAL DEL MER (CMM) PARA EL PAGO DEL IARM DE LA LÍNEA SIEPAC	8
5. FACTURACIÓN DEL CC, IARM DE LA LÍNEA SIEPAC Y EL IARM DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	
6. LIQUIDACIÓN DEL CC, IARM DE LA LÍNEA SIEPAC Y EL IARM DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	10
7. GARANTÍAS DE PAGO DE LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN	11
8. MORA EN EL PAGO DE LAS OBLIGACIONES.....	11
9. PRINCIPIO DE NO DUPLICIDAD PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS AGENTES TRANSMISORES	11
10. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN	11
11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS	12

1. DEFINICIONES

Energía de Retiro: Total de energía mensual demandada o consumida en los países miembros (MWh); esta energía debe corresponder con la energía generada más la energía de las importaciones menos las exportaciones realizadas en el periodo correspondiente considerando los factores de pérdidas de transmisión correspondientes.

Redes de transmisión nacionales: Conjunto de instalaciones de transmisión de energía que forman parte del sistema interconectado nacional de cada uno de los países miembros, que permiten funcionalmente transportar la energía desde los nodos de generación hasta los nodos de demanda.

2. OBJETIVOS

- 2.1** Establecer las condiciones y consideraciones necesarias para la remuneración de la Red de Transmisión Regional (RTR), así como, establecer la metodología de cálculo, conciliación, facturación y liquidación del Servicio de Transmisión.

3. CARGOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DE LA LÍNEA SIEPAC.

Las Tarifas o Cargos Regionales de Transmisión son el Cargo Variable de Transmisión (CVT), el Peaje y el Cargo Complementario. El CVT es pagado implícitamente en el Mercado de Oportunidad Regional o explícitamente en el Mercado de Contratos Regional. El Peaje y el Cargo Complementario conforman el Cargo por Uso de la RTR (CURTR).

Durante la vigencia de esta Metodología, los Agentes que realicen Transacciones Programadas pagarán el Cargo Variable de Transmisión, conforme lo establece la regulación regional vigente para tales efectos y los Agentes que demandan o consuman energía en los mercados nacionales pagarán el Peaje y el Cargo Complementario, como se detalla más adelante.

3.1 Cargo Variable de Transmisión e Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión.

El *Cargo Variable de Transmisión* (CVT) que pagan los Agentes que realicen Transacciones Programadas, se determina conforme el numeral 1.5 del Libro II del RMER.

El *CVT neto después de descontar los pagos a los DT* (CVT Neto) y el *Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión* (IVDT), ambos asociados a las instalaciones de transmisión, se determinarán de acuerdo al "PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN" establecido en la regulación regional vigente para tal efecto y

serán de carácter indicativo y no tienen efectos en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los servicios de transmisión que prestan los agentes transmisores propietarios de las instalaciones de transmisión

3.2 Cuenta General de Compensación (CGC).

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

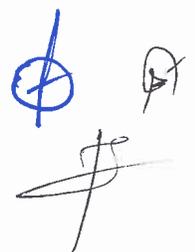
- a) La programación de transacciones regionales en concepto de *CVT neto después de descontar los pagos a los DT*.
- b) Las asignaciones de Derechos de Transmisión en concepto de *Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT)*.
- c) Los pagos de los Ingresos Autorizados Regionales mensuales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

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

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

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

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



- intereses.
- f) Intereses financieros devengados de la CGC
 - g) El saldo final
 - h) La tasa de variación mensual del saldo

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

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

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

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

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

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

3.3 Ingreso Autorizado Regional (IAR).

El Ingreso Autorizado Regional (IAR), establecido en el numeral 9.2 del Capítulo 9 “Régimen Tarifario de la RTR” del Libro III del RMER, será remunerado a los Agentes Transmisores de forma mensual por el EOR, conforme la siguiente metodología.

3.3.1 Instalaciones existentes

El IAR mensual (IARM) de cada instalación de transmisión, será la división del IAR entre doce (12) menos los descuentos por *Compensaciones por Disponibilidad (DPI)* del mes respectivo. Los fondos para el pago de los IARM provendrán de la CGC.

El IARM de cada instalación de transmisión, se asignará al Agente Transmisor propietario de la instalación y se incluirá en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.

Si por algún motivo la CGC no es suficiente para pagar los IARM de este tipo de instalaciones, el EOR deberá determinar cuentas por pagar a cada agente transmisor, de forma proporcional al IARM, y trasladará los saldos de dichas cuentas al IARM del mes siguiente a conciliar. En todo caso, ante insolvencia de la CGC, el EOR dará prioridad al pago de los IARM en la liquidación del MER.

3.3.2 Instalaciones de la Línea SIEPAC

El IAR mensual (IARM) de cada instalación de transmisión, será la división del IAR entre doce (12) menos los descuentos por *Compensaciones por Indisponibilidad (DPI)* del mes respectivo.

El IARM de cada instalación de transmisión, se asignara al Agente Transmisor Empresa Propietaria de la Red (EPR) y se incluirá en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER), del mes posterior al mes de conciliación del IARM.

El IARM se pagará a la EPR por instalación, con base en el Cargo Complementario recolectado y la Compensación Mensual del MER.

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

En la aplicación de La Metodología el Peaje de la línea SIEPAC será considerado con valor cero.

EL Cargo Complementario (CC) de la Línea SIEPAC es la parte del Ingreso Autorizado Regional que no es recuperado por medio del Peaje y otros ingresos de la Línea SIEPAC.

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

Premisas Generales de cálculo

- a) Se asigna el CC sobre la energía de retiro.
- b) Se calcula el CC de la Línea SIEPAC haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión.
- c) EL CC se calculará y será asignado mensualmente de acuerdo a lo siguiente:

$$CC_{p,s} = CC_No\ Interconectores_{p,s} + CC_Interconectores_{p,s}$$

$$CC_No\ Interconectores_{p,s} = \frac{\sum_{j=1}^n IARM_{No_Interconectores_{j,p,s}}}{Demanda_de_pais_p,s}$$

$$CC_Interconectores_{p,s} = \frac{[\sum_{k=1}^m IARM_{Interconectores_{k,s}} - CMM_s]}{\sum_{p=1}^6 Demanda_de_pais_p,s}$$

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CMM_s = Compensación mensual del MER derivada de la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), la CMM se determinará para cada mes "s" como sigue:

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

$$CSM_{se} = (PC) * (SCGC_{se-1}); \text{ si } CSM_{se} \leq \frac{\sum_{k=1}^m IAR_{Interconectores k}}{2}$$

$$CSM_{se} = \frac{\sum_{k=1}^m IAR_{Interconectores k}}{2}; \text{ si } CSM_{se} > \frac{\sum_{k=1}^m IAR_{Interconectores k}}{2}$$

Donde:

CMM_s = Compensación mensual del MER para el mes "s"

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

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

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

4. CONCILIACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO (CC) Y DE LA COMPENSACION MENSUAL DEL MER (CMM) PARA EL PAGO DEL IARM DE LA LÍNEA SIEPAC

4.1 Energía de Retiro

Para el cumplimiento de la entrega de los valores de energía de demanda de los Agentes, registradas en el mes a conciliar, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente, la energía real demandada o consumida por sus agentes del mes anterior, sea ésta proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, la cual será utilizada para la conciliación del mes correspondiente.

Esta información será remitida al EOR por los OS/OM en los formatos y medios establecidos por éste.

4.2 Conciliación mensual del Ingreso por CC de la Línea SIEPAC

El EOR realizará mensualmente, el cálculo de la conciliación del CC por cada Agente conforme a lo establecido en esta metodología y lo incluirá mensualmente en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) que el EOR emita por OS/OM de cada país y lo publicará en su página electrónica.

El EOR incluirá en el DTER, del mes posterior al mes de conciliación del CC, y sus anexos, la información de soporte de las conciliaciones, detallando para cada Agente los resultados obtenidos por concepto de Cargo Complementario.

4.2.1 Conciliación mensual del Ingreso por CC de los Agentes con Energía de Retiro registrada

El ingreso por CC recolectado mensualmente provendrá de los Agentes con Energía de Retiro registrada de cada país miembro, de la forma siguiente:

$$Ingreso_a_Cobrar_CC_{p,s} = \sum_{a=1}^{at} CC_{p,s} * Demanda_{a,p,s}$$

$$Ingreso_a_Cobrar_Total_CC_s = \sum_{p=1}^6 Ingreso_a_Cobrar_CC_{p,s}$$

Ingreso_a_cobrar_CC_{p,s} = Monto del Ingreso por CC en US\$ a cobrar por el EOR a través del OS/OM del país “p”, para el mes “s” correspondiente.

Ingreso_a_cobrar_Total_CC_s = Monto del Ingreso por CC en US\$ a cobrar por todos los OS/OM’s en el mes “s” correspondiente.

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

Demanda_{a,p,s} = Valores de Energía de Retiro registrada del mes correspondiente del Agente “a” del país “p”, en el mes “s”.

4.2.2 Asignación mensual del CC y de la CMM para el pago del IARM por instalación del Agente EPR

El monto total del CC (*Ingreso_a_cobrar_Total_CC_s*) recolectado por el EOR más la CMM

constituirán los fondos para el pago de los IARM de cada instalación de la línea SIEPAC, cumpliéndose lo siguiente.

$$\sum_{i=1}^n IARM_i = Ingreso_a_cobrar_Total_CC_s + CMM_s$$

Donde

i = Índice de las instalaciones de la Línea SIEPAC

n= Total de instalaciones de la Línea SIEPAC

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

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

5. FACTURACIÓN DEL CC, IARM DE LA LÍNEA SIEPAC Y EL IARM DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

El EOR hará la facturación de acuerdo al numeral 2.7 del Libro II del RMER.

La facturación del Cargo Complementario a los agentes que demandan o consuman energía, IARM de la Línea SIEPAC y el IARM de las Instalaciones Existentes se realizará en los plazos establecidos en el calendario de Conciliación, Facturación y Liquidación del MER según la regulación regional vigente.

6. LIQUIDACIÓN DEL CC, IARM DE LA LÍNEA SIEPAC Y EL IARM DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

Cada OS/OM se encargará de requerir los cobros respectivos de los CC a sus agentes, y los recolectará para realizar el pago al EOR según el calendario de conciliación, facturación y liquidación del MER según la regulación vigente.

El EOR realizará los pagos de los IARM al Agente EPR y los pagos de los IARM de las Instalaciones Existentes a sus agentes propietarios, según el calendario de conciliación, facturación y liquidación del MER según la regulación regional vigente.

7. GARANTÍAS DE PAGO DE LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN

Cada agente del mercado deberá presentar las garantías de pago que cubran los Cargos por Servicio de Transmisión Regional, que apliquen, según lo establecido en los numerales 1.9 y 2.10 del Libro II del RMER.

El monto de las garantías de pago, correspondiente a los cargos por servicio de transmisión regional: CVT, y CC, no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra la estimación del pago de estos conceptos.

Los Agentes que inyectan y Agentes que retiran de cada País deberán presentar garantías de pago de Peaje, si es aplicable, de acuerdo al numeral 9.4.1 del Libro III del RMER.

En relación a los plazos para presentar Garantías, éstas deberán estar constituidas antes del 1° de enero de cada año.

8. MORA EN EL PAGO DE LAS OBLIGACIONES

El no pago de las obligaciones de los agentes en el MER o el OS/OM en la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro por Cargos de Transmisión, se procederá de acuerdo a lo establecido en el RMER.

9. PRINCIPIO DE NO DUPLICIDAD PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS AGENTES TRANSMISORES

La CRIE y el regulador de cada país, velarán que se respete el principio de no duplicar la remuneración de los Agentes Transmisores. Si una instalación de transmisión es remunerada en un monto mayor a la suma de su Remuneración Nacional e Ingreso Autorizado Regional, entonces ese ingreso extra debe ser disminuido en las próximas autorizaciones de Remuneración Nacional. El EOR, mensualmente, deberá suministrar a la CRIE toda la información de la liquidación de los Cargos de Transmisión para que ésta, en coordinación con los Reguladores Nacionales, realice periódicamente esta verificación.

10. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN

La información del monto del CC recolectado, de los Cargos Variables de Transmisión Netos, de los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión, y los datos de demanda mensual utilizados para su asignación, el cálculo y resultado de aplicación de la presente metodología serán de acceso público, por lo que el EOR publicará mensualmente los detalles y resultados de las actualizaciones que realice de los Cargos Regionales de Transmisión por país, en su página web .

11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Para la debida implementación de la Cuenta General de Compensación se observarán las siguientes disposiciones transitorias:

- 11.1** Para el primer mes de operación del MER en donde se aplique la presente metodología, se deberá calcular el CC correspondiente al mes anterior del mes de operación, aplicando la metodología establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 por última vez, considerando para este efecto los CVT netos e IVDT correspondientes al mes anterior del mes de operación, y deberá incluirlo en el DTER del mes de operación.
- 11.2** Para el primer mes de operación del MER en donde se aplique la presente metodología, iniciar la asignación a la CGC, de los CVT netos e IVDT, correspondientes a dicho mes de operación.
- 11.3** Para el segundo mes de operación del MER en donde se aplique la presente metodología, calcular por primera vez el CC correspondiente al mes anterior del mes de operación, conforme al Régimen Tarifario de la RTR e incluirlo en el DTER del mes de operación.
- 11.4** El saldo que exista en la cuenta liquidadora del MER asociado a las instalaciones de la Línea SIEPAC, al primer día del primer del mes de operación del MER en donde se aplica la CGC, será trasladado a los fondos de la CGC.
- 11.5** Durante el primer año de aplicación de la CGC, los fondos de dicha cuenta serán utilizados para reintegrar a los OS/OMs y demás Agentes los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en los DTER-04-2017, asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER y eventualmente a reintegros y liquidaciones similares que se hayan generado previo a la implementación de la CGC.
- 11.6** Posterior al primer año de operación del MER en donde se aplique la presente metodología e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectores.
- 11.7** El Porcentaje de Compensación Semestral (PC) inicial será igual a 0.8, hasta que la CRIE mediante Resolución establezca lo contrario.

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Propuesta de modificación al actual *“Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”* establecido en la resolución CRIE-07-2017.

Ciudad de Guatemala – Guatemala

2017



ANEXO 1

FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT

Asignación de DT

D1.1 Definición de las Variables

D1.1.1 Las ofertas que los participantes de las subastas de DT presentan serán numeradas en forma consecutiva para cada tipo de DT, con independencia del participante que las formule. Las adjudicaciones se realizarán por cada oferta individual.

D1.1.2 El significado de las variables que definen el algoritmo de la asignación de DT es el siguiente:

H_e : matriz de factores de transferencia de potencia y otras restricciones asociados al estado "e" del sistema de transmisión, que se calcula tal como se describe en el Numeral D2 de este anexo.

[.i]: denota el elemento (fila) i del vector resultante del producto de la matriz H por un vector t.

[.ie]: denota el elemento (fila) i del vector resultante del producto de la matriz H_e por un vector t.

"e": subíndice asociado al estado base del sistema de transmisión: base (0) o contingencias (1...NN)

NC: número total de ofertas de compra de DF

NOC: número total de ofertas de compra de DFPP

NV: número total de ofertas de venta de DF

NOV: número total de ofertas de venta de DFPP

NE: número total de derechos firmes existentes en el momento de la asignación de DT

NOE: número total de DFPP existentes en el momento de la asignación de DT

NN: número total de contingencias previstas en la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS).

Variables de Oferta de Compra de Derechos Firmes

α_k : proporción del DF asignado en la asignación de DT a la oferta numerada k, en relación al máximo ofertado a comprar en MwT_k . $0 \leq \alpha_k \leq 1$

per_k : máxima cantidad de pérdidas que se asigna a un oferente asociada a su oferta de compra de DF "k", definido como un incremento en la componente correspondiente al nodo "x" del Vector de Inyecciones VIT_k . Se entiende que si

esta cantidad no es suficiente para cubrir las pérdidas originadas en el DF, la oferta puede resultar rechazada en la PFS.

$cper_k$: descuento máximo a la oferta de compra de DF "k" por las pérdidas per_k . Este valor se puede interpretar como la venta máxima de las pérdidas para hacer factible el DF.

ψ_k : variable que representa la proporción de pérdidas que efectivamente se asignan al DF "k" en una asignación de DT. Debe ser menor o igual a uno.
 $0 \leq \psi_k \leq 1$

$VITX_k$: vector de $M \times 1$, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DF "k", donde es denominada $VITX_{kx}$.

Variables de la oferta de compra de Derechos Financieros Punto a Punto

α_j : proporción del DFPP asignado en la asignación de DT a la oferta numerada j, con relación al máximo a ofertado para comprar TO_j . $0 \leq \alpha_j \leq 1$

per_j : máxima cantidad de pérdidas que se asigna un oferente asociada a su oferta de compra de DFPP, definido como un incremento en la componente correspondiente al nodo "x" del Vector de Inyecciones $VITO_j$ especificada por el oferente.

$cper_j$: descuento máximo a la oferta de compra de DFPP "j" por las pérdidas per_j .

ψ_j : variable que representa la proporción de pérdidas que efectivamente se asignan al DFPP "j" en una asignación de DT. Debe ser menor o igual a uno.
 $0 \leq \psi_j \leq 1$

$VITOX_j$: vector de $M \times 1$, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DFPP "j", donde es denominada $VITOX_{jx}$.

Variables de oferta de venta de DF existente

δ_q : proporción de un DF existente, asignado en la asignación de DT a una oferta de venta numerada q, con relación al máximo ofertado vender TV_q . $0 \leq \delta_q \leq 1$

Variable de oferta de venta de DFPP existente

δ_l : proporción del DFPP existente, al que se le asigna para la asignación de DT el número l, con relación al máximo ofertado para vender TOV_l . $0 \leq \delta_l \leq 1$

Oferta de compra de DF

T_k : vector con la cantidad máxima de DF que un participante propone comprar en su oferta numerada k, representado por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes de este vector debe ser igual a cero, o sea que las inyecciones y retiros deben estar balanceados. $T_k = VIT_k - VRT_k$

VIT_k : Vector de Inyecciones asociado al vector T_k

VRT_k : Vector de Retiros asociado al vector T_k

Oferta de compra de DFPP

TO_j : la cantidad máxima de DFPP que ofrece comprar un participante en la oferta numerada j, representados por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes de este vector debe ser igual a cero, o sea que las inyecciones y retiros deben estar balanceados. $TO_j = VITO_j - VRTO_j$ $VITO_j$: Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

$VRTO_j$: Vector de Retiros asociado al vector TO_j

$VITO_{jx}$: Componente fila "x" del Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

$VRTO_{jx}$: Componente fila "x" del Vector de Retiros asociado al vector TO_j

Oferta de Venta de DF

TV_q : vector con la cantidad máxima de DF que un participante propone vender en su oferta numerada q, representado por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes del Vector de Retiros será igual a la suma de las componentes del Vector de Inyecciones. $TV_q = VITV_q - VRTV_q$

$VITV_{qx}$: vector de $M \times 1$, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DF existente "q", donde es denominado $VITV_{qx}$.

Oferta de venta de DFPP

TOV_l : la cantidad máxima de DFPP que un participante propone vender en la oferta numerada l, representados por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes del Vector de Retiros será igual a la suma de las componentes del Vector de Inyecciones. El participante debe acreditar la propiedad del DFPP. $TOV_l = VITOV_l - VRTOV_l$

VITOV_x: vector de Mx1, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo “x” en el cual se compensan las pérdidas del DFPP existente “l”, donde es denominado VITOV_{lx}.

Vectores de Inyecciones y Retiros de la oferta de DF existente

VITE_o: vector de inyecciones asociado a un DF “o” asignado antes de la asignación de DT

VRTE_o: vector de retiros asociado a un DF “o” asignado antes de la asignación de DT

$$TE_o = VITE_o - VRTE_o$$

Vector de pérdidas aceptadas de una oferta de DF existente

VITEX_o: pérdidas aceptadas para el vector VITE_o, que se inyectan en el nodo “x”.

Vectores de Inyecciones y Retiros de la oferta de DFPP existente

VITOE_v: vector de inyecciones asociado a un DFPP “v” asignado antes de la asignación de DT

VRTOE_v: vector de retiros asociado a un DFPP “v” asignado antes de la asignación de DT

$$TOE_v = VITOE_v - VRTOE_v$$

Vector de pérdidas aceptadas de una oferta de DFPP existente

VITOE_{xv}: pérdidas aceptadas para el vector VITOE_v, que se inyectan en el nodo “x”

TE: vector donde se suman todos los DF que ya están asignados antes de la asignación de DT. $TE = \sum_{o=1}^{NTE} TE_o$

TOE: vector donde se suman todos los DFPP que están asignados antes de la asignación de DT. $TOE = \sum_{v=1}^{NTOE} TOE_v$

T_{ki}: elemento correspondiente a la fila “i” del vector T_k. (Compra DF)

TO_{ji}: elemento correspondiente a la fila “i” del vector TO_j. (Compra DFPP)

TV_{ki}: elemento correspondiente a la fila “i” del vector TV_k. (Venta DF)

TOV_{ji}: elemento correspondiente a la fila “i” del vector TOV_j. (Venta DFPP)

TE_i: elemento correspondiente a la fila “i” del vector TE. (DF existentes)



TOE_i: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TOE. (DFPP existentes)

Ofertas de DT

C_k: oferta del interesado en adquirir el DF descrito por T_k, expresada en US\$.

C_j: oferta del interesado en adquirir el DFPP descrito por T_j, expresada en US\$.

C_q: oferta del interesado en vender el DF descrito por TV_q, expresada en US\$.

C_i: oferta del interesado en vender el DFPP descrito por TVO_i, expresada en US\$.

I_{xe}: inyección neta, que puede ser positiva o negativa en el nodo x, en el estado e, resulta definida como:

I_{xe}= Compra DF + Compra DFPP - Venta DF - Venta DFPP + DF existentes + DFPP existentes

$$I_{xe} = \sum_k \alpha_k T_{kx} + \sum_j \alpha_j TO_{jx} - \sum_q \delta_q TV_{qx} - \sum_l \delta_l TOV_{lx} + TE_x + TOE_x$$

I_e: vector de componentes I_{xe}

D2 Definición de la Matriz H

D2.1 Para la formulación de la matriz H, se deberá definir un nodo de referencia u oscilante ("slack", por su nombre en inglés), en el cual se compensan las diferencias entre inyecciones y retiros. El EOR fijará el nodo referencia, debiendo el mismo permanecer fijo salvo que existan razones fundadas para su cambio.

Sea:

Z_{xy}: impedancia de la línea de transmisión que vincula los nodos "x" e "y" de la red. (la dirección "x" → "y" es arbitraria)

F_{xye}: flujo (virtual) entre los nodos "x" e "y" de la red en el estado "e".

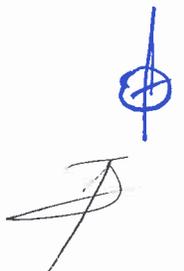
bu_e, bl_e: vector de capacidades máximas de las líneas o vínculos en los sentidos "x" → "y" y "y" → "x" en cada estado "e", de componentes bu_{xye}, bl_{xye}.

Matriz [ZZ]: matriz de LxM, cuyos componentes se definen de la siguiente forma:

Sea "l" la fila de ZZ asociada a la línea L_{xy} (x → y), y "x" e "y" las columnas correspondientes a los respectivos nodos.

$$[ZZ]_{ly} = 1 / z_{xy} \quad (y: \text{nodo llegada})$$

$$[ZZ]_{lx} = -1 / z_{xy} \quad (x: \text{nodo salida})$$



$$[zz_{lv}] = 0 \quad (v \neq x, y)$$

Matriz [A]: matriz de MxL, cuyos componentes se definen de la siguiente forma:

Sea "l" la columna de A asociada a la línea L_{mn} ($m \rightarrow n$)

$[a_{ml}] = 1$ si la línea "l" tiene como nodo salida a "m"

$[a_{nl}] = -1$ si la línea "l" tiene como nodo llegada a "n"

$[a_{ol}] = 0$ en caso contrario (la línea "l" no tiene un extremo en el nodo "o")

Θ : vector de ángulos de fase (se supone $\Theta_0 = 0$ en la barra slack)

F_e : vector de flujos en las líneas asociados a un estado "e", de componentes F_{xye} o F_{we} , siendo "w" el número asignado a la línea $x \rightarrow y$.

F_0 : vector F_e correspondiente al estado base ($e=0$).

I_e : vector de inyecciones/retiros netos en los nodos de la red, de componentes I_{xe} , que es la suma de todos los DT

ZZ_e : matriz ZZ correspondiente a un estado "e"

A_e : matriz A correspondiente a un estado "e"

Contingencias

D2.2 En los estados con contingencias se considera la indisponibilidad de una línea L_{xy} haciendo infinita su impedancia, o en forma equivalente haciendo cero los correspondientes elementos zz_{lx} y zz_{ly} .

D2.3 Para la formulación del modelo de la asignación de DT, se considerará que se cumplen las siguientes relaciones:

Flujos en las líneas de transmisión para el estado e:

$$F_e = ZZ_e \Theta \quad (\text{Dimensión } L \times 1)$$

Matriz H_e

$$H_e = ZZ_e (A_e ZZ_e)^{-1} \quad (\text{Dimensión } L \times M - 1)$$

Restricciones en líneas de transmisión para el estado e

$$-b_l e \leq F_e \leq b_u e \quad e = 0, \dots, NN \quad (\text{Cada vector de dimensión } L \times 1)$$

$$F_e = F_e^+ - F_e^-$$

$$F_e^+ \geq 0$$



$$F_e \geq 0$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$FM_e = [HM_e] I_e \leq b_e \quad e=0, \dots, NN \text{ (Dimensión } 3L \times 1)$$

$$FM_e = FM_e^+ - FM_e^-$$

$$FM_e^+ \geq 0$$

$$FM_e^- \geq 0$$

Donde:

$$HM_e = \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix} \quad y \quad b_e = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}$$

La sub-matriz D incluye restricciones adicionales, como protección de áreas, flujos máximos entre regiones, etc., y bd_e es el respectivo término independiente.

En forma expandida la ecuación se puede escribir como:

$$FM_e = FM_e^+ - FM_e^- = \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix}_{3L \times M-1} \begin{bmatrix} I_e \end{bmatrix}_{M-1 \times 1} \leq \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}_{3L \times 1}$$

La matriz H tiene la siguiente estructura:

$$H = \begin{bmatrix} HM_0 \\ \dots \\ HM_1 \\ \dots \\ HM_e \\ \dots \\ HM_{NN} \end{bmatrix}$$

Donde HM_0 corresponde al estado base (N), y HM_e corresponde a las contingencias que se definan, en general corresponden a estados N-1. El número total de contingencias es igual a NN.

A fines de su uso en las asignaciones de DT, a la matriz H se le agrega una columna de ceros, correspondiente al nodo de referencia, supuesto numerado cero.

D3 Definición de la Matriz bf

D3.1 Para las asignaciones de Derechos Firmes al vector de capacidad de transmisión

$$b_e = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}$$

hay que restarle los flujos de los Derechos Firmes existentes:

$$\begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \\ bfd_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix} - \left[\max\left(0, \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix} [TE] \right)_i \right]_{Lx1}$$

$$bf_e = b_e - \left[\max(0, [HM_e TE]_i) \right]_{Lx1}$$

Por lo tanto:

$$HM_e I_e \leq b_e - \left[\max(0, [HM_e TE]_i) \right]_{Lx1}$$

$$HM_e I_e \leq bf_e$$

Donde TE es el vector donde se suman todos los DF que ya están asignados antes de la asignación de DT.

El vector bf tiene como componentes a los vectores que definen la capacidad de cada vínculo en cada contingencia prevista (b_e), a la que se le restan la capacidad utilizada por DF existentes. Algunos de los DF existentes pueden estar parcialmente o totalmente en venta en la asignación de DT. Se utilizará la nomenclatura bf_{ei} para definir la fila "i" de la componente de bf correspondiente al estado "e", y bfu_{ei} , bfl_{ei} y bfd_{ei} para las componentes correspondientes a la fila "i" asociadas a los vectores bu_e , bl_e y bd_e .

D4 Formulación de la Asignación de DT con Pérdidas

D4.1 Modelización de las Pérdidas

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:

$$PL_l = r * F_l^2 \tag{0}$$

Donde:

r: resistencia de la línea

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 función lineal por tramos de la siguiente forma:

Sea

$$F_l = \sum_{s=1}^{NS} F_{ls}$$

$$F_{ls} \leq FS \tag{1}$$

Las pérdidas se representan como:

$$PL_l \approx \sum_{s=1}^{NS} r * (s - 0.5) * FS * F_{ls} \approx \sum_{s=1}^{NS} cp_{ls} * F_{ls}$$

donde

$$cp_{ls} = r * (s - 0.5) * FS \tag{2}$$

La ecuación (2) en conjunto con la restricción (1) representa la linealización por tramos de la función (0). Eligiendo FS suficientemente reducido, en la expresión (2) se puede reducir el error de aproximación tanto como se desee.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) u (2) según considere apropiado. En consecuencia las pérdidas totales se podrán expresar como:

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

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 los extremos. En consecuencia:

$$perdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo "x", $perdidas_{xe}$ forman el vector PLT_e .

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



D4.1.2 A cada oferente de compra de DT se le asignará el máximo porcentaje de pérdidas (per_k o per_j), predeterminado por el EOR, al que está dispuesto a hacerse cargo. El descuento de su oferta (precio de venta de las pérdidas) por cada unidad porcentual de pérdidas que resulta aceptada, será igual al precio de la oferta de compra de DT.

D4.1.3 Cuando se asigna una oferta con pérdidas, se entiende que la componente del Vector de Inyecciones correspondiente al nodo en que se compensan las pérdidas queda incrementado respecto del Vector de Retiros en un porcentaje igual al porcentaje de pérdidas asignado que resulta de la metodología de la asignación de DT que se describe en el Numeral D4.2.1.

D4.2 Asignación de DT considerando Pérdidas

D4.2.1 Con la formulación de las pérdidas que presentó en el numeral D4.1, el mecanismo de asignación de DT se plantea de la siguiente forma:

Maximizar (Compra DFPP + Compra DF - Venta DFPP - Venta DF)

$$\max \left(\sum_j (C_j \alpha_j - \psi_j cper_j) + \sum_k (C_k \alpha_k - \psi_k cper_k) - \sum_l (C_l \delta_l) - \sum_q (C_q \delta_q) \right) \quad (3)$$

(Maximizar el monto total recolectado)

Sujeto a:

Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes

$$\begin{aligned} & \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfe \\ & \sum_k \max \left(0, \left[\begin{array}{c} H_e \\ -H_e \end{array} \alpha_k T_k \right]_i \right) - \sum_q \max \left(0, \left[\begin{array}{c} H_e \\ -H_e \end{array} \delta_q TV_q \right]_i \right) \leq \left[\begin{array}{c} bfu_e \\ bfl_e \end{array} \right] \forall e \\ & \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfu_e \\ & \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_e \end{aligned} \quad (4)$$

(Factibilidad de Derechos Firmes, que no considera pérdidas)



Ecuación de balance

$$F_0 = F_0^+ - F_0^- = H_0 \left(\sum_k \alpha_k T_k + \sum_j \alpha_j TO_j \right) - \sum_q \delta_q TV_q - \sum_l \delta_l TOV_l + TE + TOE + \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y - PLT_0$$

Flujos de (Compra DF + Compra DFPP

- Venta DF - Venta DFPP + DF existentes + DFPP existentes + Perdidas Compra DF + Perdidas Compra DFPP

- Perdidas venta DF - Perdidas venta DFPP + Perdidas DF existente + Perdidas DFPP existente - Perdidas de líneas de transmisión)

$$F_e = F_e^+ - F_e^- = H_e \left(\sum_k \alpha_k T_k + \sum_j \alpha_j TO_j \right) - \sum_q \delta_q TV_q - \sum_l \delta_l TOV_l + TE + TOE + \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y - PLT_0$$

(5)

Flujos en cada línea en función de los DT existentes y asignados en la asignación de DT, y las pérdidas, supuestas concentradas por mitades en los extremos de cada línea.

Ecuación de Compensación de Perdidas

Adicionalmente, las pérdidas deben ser iguales a las inyecciones para compensarlas, en el estado base.

Perdidas Compra DF + Perdidas Compra DFPP - Perdidas Venta DF

- Perdidas Venta DFPP + Perdidas DF existente + Perdidas DFPP existente

$$\sum_l PL_{l0} = [1]^T \left[\begin{array}{l} \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \\ \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y \end{array} \right]$$

(6)

(Balance de energía en el estado base incluyendo pérdidas)



Límites de aceptación de pérdidas

$$0 \leq \psi_j \leq \alpha_j$$

$$0 \leq \psi_k \leq \alpha_k \quad (7)$$

(Las pérdidas aceptadas no pueden superar las máximas ofertadas, que dependen de la cantidad de DT comprados)

Ecuación de suficiencia financiera

$$FM_e \leq b_e \quad e=0,,,\text{NN} \quad (8)$$

(Suficiencia financiera)

Límites de variables de estado

$$0 \leq \alpha_k \leq 1 \quad (9)$$

(La capacidad adjudicada de cada compra de DF no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \alpha_j \leq 1 \quad (10)$$

(La capacidad adjudicada de cada compra de DFPP no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \delta_q \leq 1 \quad (11)$$

(La capacidad vendida de cada DF existente no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \delta_l \leq 1 \quad (12)$$

(La capacidad vendida de cada DFPP existente no debe superar a la máxima ofertada)

D4.2.2 El conjunto de ecuaciones (3)-(12) más (0)-(2) definen la PFS como un problema de programación lineal

D4.3 **Derechos de Transmisión asignados**

Los Derechos de Transmisión se asignarán balanceados, la potencia de inyección será igual a la potencia de retiro, de la siguiente forma:

a) Derechos Firmes por compra:

$$\alpha_k T_k = \alpha_k (VIT_k - VRT_k)$$

b) Derechos Financieros Punto a Punto por compra:

$$\alpha_j TO_j = \alpha_j (VITO_j - VRTO_j)$$

c) Derecho Firme remanente de la venta

$$(1 - \delta_q)TV_q = (1 - \delta_q)(VITV_q - VRTV_q) \text{ si } \delta_q < 1$$

d) Derechos Financieros Punto a Punto remanente de la venta:

$$(1 - \delta_\ell)TOV_\ell = (1 - \delta_\ell)(VITOV_\ell - VRTOV_\ell) \text{ si } \delta_\ell < 1$$

En los procesos de asignación de los Derechos de Transmisión serán consideradas las pérdidas asociadas a los Derechos de Transmisión balanceados.

D5 Cambios en la RTR

D5.1 Las matrices H deberán ser únicas durante cada mes para las asignaciones de DT mensuales.

D5.2 En las asignaciones de DT con períodos de validez anuales, la configuración de la RTR podrá cambiar cada mes. En ese caso el EOR definirá una matriz H o un conjunto de parámetros de las ecuaciones (4)-(5) para cada intervalo de tiempo en el cual la RTR se pueda considerar fija. La PFS deberá incluir todos los estados que resultan de las diferentes configuraciones de la RTR, es decir, podrá haber un conjunto de ecuaciones (3) a (12) según sea el caso, que se deberán satisfacer en forma simultánea.

D6 Verificación Complementaria

D6.1 Una vez obtenidos los resultados de una asignación de DT, el EOR deberá realizar una verificación complementaria de su factibilidad a fin de considerar:

- a. Las pérdidas de transmisión en la factibilidad de los DF;
- b. Las ecuaciones exactas del flujo de cargas, a fin de verificar que los errores asociados a la linealización no lleven a adjudicar DT no factibles.

Con estos efectos formulará simulaciones de flujos de carga con el mismo programa que utiliza para los estudios de este tipo, tal como se describe en el Capítulo 16 del Reglamento.

D6.2 Los flujos de carga deberá verificar que, con los DT asignados:

- a. No se violan los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la RTR.
- b. Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos.
- c. Las pérdidas de transmisión que surgen de los DF pueden ser suministradas por la parte generadora del contrato.

D6.3 El EOR podrá reducir hasta el 10% los vectores de inyecciones y retiros de los DT asignados que hayan planteado las cantidades ofertadas como límites superiores de su compra-venta a fin de lograr el cumplimiento de estas condiciones.

D6.4 De requerirse modificaciones mayores, deberá reducir los valores de los términos independientes de la PFS a repetir el proceso hasta lograr una asignación factible de DT.

D7 Precios de los DT

D7.1 Cálculo del Precio de cada DT

D7.1.1 Sobre la base de los resultados de la asignación de DT, se definirá el precio de los DT de acuerdo al sistema de precios nodales implícito, que se calculará de acuerdo a las fórmulas que se presentan en esta sección.

D7.1.2 El monto a pagar por parte de los compradores de DT que resulta de la asignación de DT se calcula según el procedimiento indicado en este artículo:

Sean:

$[\beta_e^+]_{L*1}, [\beta_e^-]_{L*1}$ valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (4) (Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes)

$[\sigma_e]_{L*1}$ valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (8) (Ecuación de Suficiencia Financiera)

λ valor escalar de la variable dual asociada a la ecuación (6) (Ecuación de Compensación de Pérdidas)

ℓ subíndice que se extiende a todas las líneas o vínculos “ ℓ ” (un valor de “ ℓ ” por cada restricción).

Las variables duales definen dos sistemas de precios nodales implícitos, uno para las restricciones de tipo (4), asociadas a la factibilidad de los DF, y otro para las restricciones de tipo (6) y (8), asociadas simultáneamente a la suficiencia financiera de los DF y DFPP con la ecuación de compensación de pérdidas dados por:

Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF

$$\begin{aligned} [PN_{ei}]_{M*1} &= [H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1} \quad \forall \text{nodo } i, \text{ línea } \ell, \text{ estado } e \wedge \beta_{e\ell} > 0 \\ PN &= [PN_i]_{M*1} = \sum_e ([H_{e\ell i}]_{M*L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L*1}) \end{aligned} \quad (13)$$

Donde:

PN es un vector columna cuyas componentes son PN_i

Notar que $[\beta_{e\ell}]_{L*1}$ es igual a $[\beta_{e\ell}^+ - \beta_{e\ell}^-]_{L*1}$

Precios Nodales implícitos de la suficiencia financiera de los DF y de los DFPP

$$\begin{aligned}
 [PON_{ei}]_{M+1} &= [H_{eii}]_{M+L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L+1} + [\lambda]_{M+1} \\
 PON &= [PON_i]_{M+1} = \sum_e \left([H_{eii}]_{M+L}^T \times [\sigma_{e\ell}]_{L+1} \right) + [\lambda]_{M+1}
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

Donde:

PON es un vector columna cuyas componentes son PON_i . Su primera componente corresponde al nodo de referencia.

Pagos a los compradores y vendedores de DT

Los precios nodales implícitos $[PN_i]$ y $[PON_i]$ definen los pagos que deberán los compradores de DT, o que percibirán los vendedores, según las expresiones:

$$PDF_k = -\max\left(0, [PN]_{1,M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k]_{M+1}\right) - [PON]_{1,M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k]_{M+1} \tag{15}$$

$$PDFPP_j = -\left([PON]_{1,M}^T \times [\alpha_j TO_j + \psi_j VITOX_j]_{M+1}\right) \tag{16}$$

$$CDF_q = -\delta_q \max\left(0, [PN]_{1,M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M+1}\right) - \delta_q \left([PON]_{1,M}^T \times [TV_q + VITVX_q]_{M+1}\right) \tag{17}$$

$$CDFPP_\ell = -\delta_\ell \times [PON]_{1,M}^T \times [TOV_\ell + VITOVX_\ell]_{M+1} \tag{18}$$

Donde:

PDF_k : pago que deberá realizar el comprador del DF "k"

$PDFPP_j$: pago que deberá realizar el comprador del DFPP "j"

CDF_q : pago que percibirá el vendedor del DF "q"

$CDFPP_\ell$: pago que percibirá el vendedor del DFPP "l"



D8 Cálculo de los montos recaudados en las Asignaciones de DT

D8.1 Planteo

D8.1.1 De cada asignación de DT, el EOR recolectará una cantidad de dinero calculada según la metodología descrita en D7.1.2..

D8.1.2 En D4.2 se plantean las ecuaciones que permiten asignar un conjunto de DT factibles a los participantes de las asignaciones de DT, las cuales se aplican en la distribución de los montos recaudados, según se establece en los siguientes títulos.

D8.2 Cálculo del Pago a los Titulares de DT

D8.2.1 Los titulares de DT que los ofrezcan en las asignaciones de DT serán remunerados con lo recaudado por sus ofertas aceptadas.

D8.2.2 Para cada subasta, los $IVDT_Asig$ se calcularán mensualmente para el mes "M" de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IVDT_Asig_M = \sum_k PDF_{k,M} + \sum_j PDFPP_{j,M} - \sum_q CDF_{q,M} - \sum_\ell CDFPP_{\ell,M}$$

D9 Descuento del CVT de cada instalación de la red por los montos que se destinan al pago de la renta de congestión de los DF Y DFPP, y distribución del IVDT para cada instalación de la red.

Los cálculos de los Cargos Variables de Transmisión Neto (CVT Neto), que se definen en esta sección, son de carácter indicativo y no tienen efectos en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los servicios de transmisión que prestan los agentes transmisores propietarios de las instalaciones de transmisión.

Los ingresos por CVT Netos se asignarán y trasladaran a la *Cuenta General de Compensación del MER (CGC)*.

D9.1 Objeto del cálculo del CVT Neto después de descontar los pagos a los DT

D9.1.1 El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para determinar que parte del CVT_L de una instalación "L" de la red debe ser asignada a la CGC, después que se hayan vendido en las asignaciones de DF y DFPP que serán remunerados usando los CVT totales recolectados. La cantidad a asignar será la diferencia entre el valor total del CVT y la cantidad del mismo que se destine al pago de DF y DFPP.

D9.2 Criterios a aplicarse en el cálculo del CVT Neto

D9.2.1 En cada asignación de DT, el EOR asignará DF y DFPP entre nodos de la red. El CVT se calculará para cada instalación de la red en base a las inyecciones, retiros y precios nodales resultantes del predespacho.

D9.2.2 No existe una correspondencia directa entre los CVT y los pagos por DF y DFPP. Se describe a continuación la metodología que usará el EOR para esta asignación.

D9.2.3 La metodología que se plantea a continuación parte de la formulación del mecanismo de asignación de DT establecido en el Numeral D4 de este Anexo:

a) **CVT total asociado al predespacho:** CVT_L^{MER}

El flujo MER del Predespacho F_L^{MER} y las pérdidas PL_L^{MER} se obtienen restando el flujo total del predespacho F_L^{Total} y las pérdidas PL_L^{Total} menos el flujo del Predespacho Nacional F_L^{Nac} y las pérdidas PL_L^{Nac} respectivamente:



$$F_L^{MER} = F_L^{Total} - F_L^{Nac}$$

$$PL_L^{MER} = PL_L^{Total} - PL_L^{Nac}$$

El CVT_L^{MER} correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

$$CVT_L^{MER} = F_L^{MER} * (PND_j - PND_i) - \frac{PL_L^{MER}}{2} (PND_i + PND_j)$$

b) Reasignación del CVT total asociado al predespacho CVT_L^{MER} , asignados a los tramos de una misma línea de interconexión

Los resultados del CVT_L^{MER} asignados a los tramos de una misma línea de interconexión, deberán ser distribuidos a toda la línea de interconexión de acuerdo a los kilómetros de línea, que le pertenece a cada área de control, bajo la siguiente metodología)

$$CVT_{1R}^{MER} = \frac{(CVT_{1}^{MER} + CVT_{2}^{MER}) * Km1}{Km1 + Km2}$$

$$CVT_{2R}^{MER} = \frac{(CVT_{1}^{MER} + CVT_{2}^{MER}) * Km2}{Km1 + Km2}$$

Dónde:

CVT_{1}^{MER} : CVT total asociado al predespacho, del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 1, de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

CVT_{2}^{MER} : CVT total asociado al predespacho, del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 2, de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

CVT_{1R}^{MER} : CVT total asociado al predespacho, reasignado del tramo de la interconexión perteneciente al Área de control 1. Este sustituirá al CVT_{1}^{MER} de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

CVT_{2R}^{MER} : CVT total asociado al predespacho, reasignado del tramo de la interconexión perteneciente al Área de control 2. Este sustituirá al CVT_{2}^{MER} de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

$Km1$: Kilómetros del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 1.

$Km2$: Kilómetros del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 2.

c) CVT asociado a los Derechos de Transmisión: CVT_L^{DT}



En el predespacho, en cada hora es conocida la configuración "e" de la red. En consecuencia la asignación de los CVT se realizará con una matriz He correspondiente a la configuración real de la red esa hora.

Cada DT "k" origina en el modelo linealizado de la red flujos en cada línea que se calculan como:

$$F_L^{DT_k} = H_e T A_k \quad (20)$$

Donde $T A_k$ es el Derecho de Transmisión Asignado "k", en asignaciones de DT previas, cuyo Periodo de Validez contemple la hora del Predespacho que se esté analizando.

El Derecho de Transmisión $T A_k$ es un vector de dimensión n x 1 (donde n es el número de nodos de la red de esa hora de predespacho) y con componentes nulas excepto en el nodo de inyección cuyo valor es la potencia de inyección del DT y en el nodo de retiro cuyo valor es la potencia de retiro del DT (con signo negativo).

En una línea "L", se calculará el flujo asociado a todos los DT como:

$$F_L^{DT} = \sum_k H_{e_i} T A_k$$

El flujo F_L^{DT} debe ser calculado con el algoritmo del Flujo DC con pérdidas en el caso de que exista algún derecho de transmisión desbalanceado.

El CVT_L^{DT} asociado a los DT correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

Si todos los derechos de transmisión son balanceados entonces las formulas se pueden simplificar:

$$CVT_L^{DT} = \left(\sum_{k=1}^m (MW^{DT_k} * (PND_j - PND_i)) \right) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|}; SI |F_L^{DT}| > 0.1 \wedge \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$CVT_L^{DT} = 0; SI |F_L^{DT}| = 0 \vee \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

Donde:

PND_i : precio nodal en el extremo "i" de la línea "L" proveniente del predespacho



PND_j : precio nodal en el extremo “j” de la línea “L” proveniente del predespacho

Como los Derechos de Transmisión TA son balanceados no hay pérdidas asociadas al CVT correspondiente.

Para efectos de calcular el Cargo Variable de Transmisión asociado a los Derechos de Transmisión (CVT_L^{DT}), se deberá considerar únicamente las instalaciones de transmisión que resulten con flujos asociados a los DF en un orden de magnitud consistente con el nivel de transacciones en el MER; en consecuencia, en la aplicación de la formulación para el cálculo del CVT_L^{DT} anterior, deberá considerarse únicamente los valores absolutos de los flujos de cada línea “L” asociados a los derechos de transmisión que sean iguales o mayores que cero punto uno (0.1) MW

d) CVT Neto después de descontar los pagos a los DT: CVT_L^{Neto}

La cantidad de CVT netos que corresponde a cada línea “L”, CVT_L^{Neto} , descontados los pagos a los titulares de DT será:

$$CVT_L^{Neto} = CVT_L^{MER} - CVT_L^{DT}$$

d) Balance de los CVT Netos

Ecuación de balance financiero

$$\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{MER} = \sum_{\ell} CVT_{\ell}^{Neto} + \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i)$$

$$\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{Neto} - \sum_{\ell} CVT_{\ell}^{MER} + \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i) = 0$$

Si no es cero entonces sea

$$\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{Neto} - \left(\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{MER} - \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i) \right) = \delta$$

$$CVT_{\ell}^{Neto} = CVT_{\ell}^{Neto} - \delta * \frac{CVT_{\ell}^{Neto}}{\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{Neto}}$$



D9.3 Objeto de la distribución del IVDT

El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para distribuir el IVDT entre las instalaciones de la red.

Los cálculos de los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_Asig), que se definen en esta sección, son de carácter indicativo y no tienen efectos en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los servicios de transmisión que prestan los agentes transmisores propietarios de las instalaciones de transmisión.

Los ingresos por IVDT_Asig se asignarán y trasladarán a la *Cuenta General de Compensación del MER (CGC)*.

D9.4 Criterios a Aplicarse en la distribución del IVDT

D9.4.1 El IVDT horario calculado a partir del IVDT mensual (IVDTM), producto de la asignación de derechos de transmisión, se distribuirá de forma proporcional a los CVTMER para las líneas de transmisión que participan en el flujo de los Derechos de Transmisión, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Ecuación de asignación horaria

Se define $IVDT_Asig_H = \frac{IVDT_Asig_M}{Horas_mes}$ considerando las horas del mes en las cuales

$$\sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$IVDT_Asig_{L,H} = (IVDT_Asig_H) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|}; SI |F_L^{DT}| > 0.1 \wedge \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$IVDT_Asig_{L,H} = 0; SI |F_L^{DT}| = 0 \vee \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

Ecuación de asignación mensual

$$IVDT_Asig_{L,M} = \sum_{H=1}^{nH} IVDT_Asig_{L,H}$$



Ecuación de balance

$$IVDT_Asig_M - \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} = \delta$$

Ecuación de ajuste numérico

Si $\sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} \neq 0$ entonces,

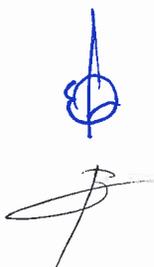
$$IVDT_Asig_{L,M} = IVDT_Asig_{L,M} - \delta * \frac{IVDT_Asig_{L,M}}{\sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M}}$$

Si $\sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} = 0$ entonces,

$$IVDT_Asig_{L,M} = \sum_{H=1}^{nH} \left((IVDT_Asig_{H,M}) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|} \right) \text{ si } \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

Para efectos de calcular el Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_Asig_{L,H}), se deberá considerar únicamente las instalaciones de transmisión que resulten con flujos asociados a los DF en un orden de magnitud consistente con el nivel de transacciones en el MER; en consecuencia, en la aplicación de la formulación para el cálculo del IVDT_Asig_{L,H} anterior, deberá considerarse únicamente los valores absolutos de los flujos de cada línea "L" asociados a los derechos de transmisión que sean iguales o mayores que cero punto uno (0.1) MW

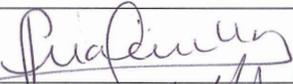
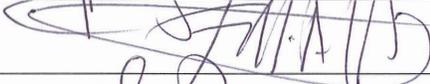
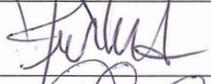
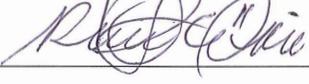
D9.4.2 Los IVDT mensuales (IVDTM) productos de las asignaciones de derechos de transmisión con periodo de validez anual, serán iguales a los pagos de las cuotas mensuales del DF que hagan los Agentes Titulares, según los resultados propios del modelo de optimización de las asignaciones para cada mes. Para el caso que los Agentes Titulares paguen los DF en un solo pago, el EOR deberá asignar y trasladar a la CGC dicho pago.



COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME GJ-74-2017/ GM-58-10-2017

Propuesta de modificación de la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y del Anexo 1 del Anexo A del “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*” establecido en la Resolución CRIE-07-2017 y cumplimiento de lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-48-2017.

NOMBRE	FIRMA
Ana Beatriz Sánchez	
Fernando Álvarez	
Humberto Perla	
Juan Manuel Quesada	
Roberto Ortiz	

Ciudad de Guatemala - Guatemala
21 de noviembre de 2017

Contenido

I. ANTECEDENTES	3
II. FUNDAMENTO NORMATIVO	4
III. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA	5
IV. MECANISMO DE REEMBOLSO Y LIQUIDACION - RESOLUCIÓN CRIE-48-2017 Y SIMILARES	11
V. RECOMENDACIONES.....	12

I. ANTECEDENTES

1. El 16 de noviembre del año 2012, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la Resolución CRIE-NP-19-2012, mediante la cual aprobó la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*”; dicha metodología contiene las bases normativas para la implementación del Régimen Tarifario de la RTR, en aplicación sustitutiva de los numerales 9.3 y 9.4 del Capítulo 9 “*Régimen Tarifario de la RTR*” y del Capítulo 12 “*Sistema de Liquidación*”, ambos del Libro III del RMER.
2. El 20 de noviembre del año 2014, la CRIE emitió la Resolución CRIE-35-2014, mediante la cual aprobó modificaciones a la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” establecida mediante la Resolución CRIE-NP-19-2012, consistentes en lo siguiente: a) homologación conceptos entre la metodología de CRIE-NP-19-2012 y el procedimiento de Contratos Firmes y Derechos Firmes vigente en ese momento y b) Inclusión de cargos a los agentes transmisores (RTR) y OS/OM (no RTR) en concepto de CVTneto e IVDT.
3. El 13 de marzo de 2017, la CRIE emitió la Resolución CRIE-07-2017, mediante la cual aprobó el “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*”; dicho procedimiento establece las formulaciones de los CVTmer, CVTdt, CVTneto e IVDT, los cuales son asignados como abonos o cargos a los agentes transmisores propietarios de las instalaciones RTR y a los OS/OM en el caso de las instalaciones que no pertenecen a la RTR.
4. El 5 de mayo de 2017, derivado de un recurso de reposición interpuesto por el Ente Operador Regional (EOR), la CRIE emitió la Resolución CRIE-18-2017, mediante la cual aprobó modificaciones al “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*” establecido mediante la Resolución CRIE-07-2017, modificaciones que consisten en lo siguiente: a) correcciones en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de las asignaciones de DT y b) aclaraciones sobre la condicional de distribución del CVTneto e IVDT para flujos de DT mayores a 0.1MW.
5. Mediante Resolución CRIE-30-2017 del 29 de junio de 2017, la CRIE resolvió los reclamos concernientes al DTER-04-2017, misma que fue modificada mediante la Resolución CRIE-48-2017 del 16 de octubre de 2017, habiéndose dispuesto en el resuelve SEGUNDO de esta última resolución, lo siguiente:

“SEGUNDO. MODIFICAR el punto resolutivo SEGUNDO de la resolución CRIE-30-2017, de la siguiente manera: “SEGUNDO. DETERMINAR que no es procedente asignar a los OS/OMs, ni Agentes del MER, los sobrecostos consignados en el DTER-04-2017, referidos a los 65 períodos de mercado afectados por las transferencias superiores a 120 MW entre Guatemala y México y las subsecuentes aperturas de las interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER. Con el fin de garantizar la liquidez del Mercado, reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER-04-2017, según

corresponda, a los OS/OMs y demás Agentes afectados por el referido DTER, incorpórese a la regulación regional, a la brevedad posible, el mecanismo idóneo de reembolso y liquidación.” (El resaltado es propio)

II. FUNDAMENTO NORMATIVO

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 (MER), el referido artículo establece lo siguiente:

“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...””.

Asimismo, el Tratado Marco establece en su artículo 23, entre otras, las siguientes facultades de la CRIE: *“a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado.”*

Siendo que la propuesta de modificación de la *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”* y la modificación al Anexo 1 del Anexo A *“Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos”*, pretenden mejorar y ajustar la normativa vigente y que las modificaciones propuestas proporcionen señales económicas adecuadas para el mejoramiento de la capacidad de transmisión regional, la CRIE en cumplimiento de los objetivos previamente señalados se encuentra debidamente facultada para realizar la modificación normativa propuesta por la Gerencia de Mercado.

Adicionalmente, debe considerarse que mediante la 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. El referido procedimiento de Consulta Pública establece en su artículo 1 que su objeto es *“establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER).”* En virtud de lo anterior, sería dicho procedimiento de Consulta Pública el que debe seguirse a efectos de proceder a la modificación regulatoria propuesta por la Gerencia de Mercado.

III. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA

1. Motivación de la Propuesta de Modificación

La Gerencia de Mercado en seguimiento a la Acción Estratégica “*Actualizar las metodologías tarifarias utilizadas para determinar la remuneración de la Red*” establecida en su “*Plan Estratégico Institucional CRIE 2017-2021*”, ha realizado los respectivos análisis que conlleven a una propuesta de modificación regulatoria para actualizar los mecanismos de cálculo, conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Variables de Transmisión Netos (CVTneto) y los Ingresos por Venta de DT (IVDT), actualmente establecidos en las Resoluciones CRIE-NP-19-2012, CRIE-35-2014, CRIE-07-2017 y CRIE-18-2017.

De cara a la evolución actual del MER, la principal motivación, es mejorar y actualizar la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*”, la cual data del año 2012.

2. Justificaciones de la Propuesta de Modificación

Las principales justificaciones que fueron tomadas en cuenta para el análisis y elaboración de la presente propuesta de modificación, son las siguientes:

- a) La actual “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” considera que los agentes de transmisión y OS/OM son destinatarios de los ingresos o cargos derivados de la operación comercial del MER y de la asignación de Derechos de Transmisión (DT), esta situación, si bien es cierto en términos globales (desde la aplicación de dicha metodología) representa un ingreso neto al servicio de transmisión, en términos individuales ha generado cargos netos a agentes transmisores y OS/OM en meses particulares donde la operación comercial del MER y la asignación de DT, han producido déficit significativamente altos. El RMER originalmente en el capítulo 12 “*Sistema de Liquidación*” del Libro III, establecía que los agentes trasmisores únicamente debían recibir el Ingreso Autorizado Regional (IAR) mensual, por su servicio de transmisión, sin experimentar cargos derivados del MER y de las asignaciones de DT, lo anterior implica que los superávit o déficit del mercado deben ser independientes del ingreso regulado que deben recibir los agentes transmisores, razón por la que este efecto es posible de mejora en la propuesta que nos ocupa.
- b) Otro efecto que caracteriza a la Metodología vigente, es que asigna ingresos al servicio de transmisión basado en la siguiente premisa: “*a mayor limitación de transmisión mayor ingreso*”, en el sentido de pagar a los agentes transmisores y OS/OM el monto de CVT (diferencial del precios ex ante) derivado de las congestiones por restricciones en la capacidad operativa a las transacciones regionales, siendo estos agentes y OS/OM pertenecientes a los mismos sistemas de transmisión que las provocan, pudiendo desmotivar la inversión en la solución del problema.

3. Propuesta de modificación de la “Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”.

La presente propuesta tiene contemplado la implementación del principio establecido en el RMER, de remunerar el servicio de transmisión regional prestado por los Agentes Transmisores, con base en el Ingreso Autorizado Regional (IAR), de forma mensual (AIRM), sin generar ingresos ni cargos adicionales a dichos agentes, de tal forma que los superávit y déficit generados en el MER en concepto de CVT neto e IVDT, sean acumulados en una Cuenta General de Compensación (CGC) (bolsa del MER) y no en cuentas de compensación individuales por instalaciones, como originalmente estaba concebido en el Capítulo 12 del Libro III del RMER, ya que estas últimas acumulaban excedentes o faltantes de forma perpetua por cada instalación.

Lo anterior permite, que luego de pagar el respectivo IAR mensual a los agentes transmisores, se dispongan de los excedentes del MER para fines regionales, como el de reducir el Cargo Complementario (CC) que pagan todas las demandas de América Central.

La propuesta no contempla modificar:

- a) Los cálculos de los CVTmer, CVTdt, CVTneto e IVDT por instalación.
- b) Los pagos por CVT implícito que pagan las transacciones en el Mercado de Oportunidad.
- c) Los pagos por CVT explícito (Cargos en el MOR por Contratos –CMORC) que pagan las transacciones en el Mercado de Contratos (CF, CNFFF y CNFF).
- d) La distribución del pago de los Cargos Complementarios que pagan las demandas nacionales o regional por tipo de instalación SIEPAC (Interconector o No Interconector).
- e) La distribución del abono de los Cargos Complementarios a la EPR por tipo de instalación SIEPAC (Interconector o No Interconector).
- f) Plazos en los procesos comerciales del MER.

Lo anterior implica que la dinámica del MER no se ve afectada por la propuesta.

Por su parte, la propuesta contempla:

- a) Modificar la conciliación, facturación y liquidación de los CVTneto y el IVDT.
- b) El pago del IAR a los agentes transmisores nacionales.
- c) Eliminación de los cargos y abonos por CVTneto y el IVDT a los agentes transmisores.
- d) Consolidar en una Cuenta General de Compensación del MER (CGC) los montos mensuales de los CVTneto y el IVDT de todas las instalaciones.
- e) Utilizar la CGC para el pago de los IAR a los agentes transmisores propietarios de instalaciones existentes.
- f) Descontar de forma semestral, con base en el criterio de actualización semestral de tarifas establecido en el 9.3.2 del Libro III del RMER, del Cargo Complementario que paga la demanda regional (Instalaciones SIEPAC Interconectores), un porcentaje a definirse por la CRIE, del saldo acumulado en la CGC para cada semestre, para reducir el CC que debe pagar la demanda regional.

Como se puede observar de lo anterior, la propuesta no modifica la operación comercial de los agentes que compran y venden energía en el MER, ni la de los agentes que participan en las asignaciones de DT.

La creación de la Cuenta General de Compensación del MER, pretende consolidar los efectos de compensación de excedentes y faltantes establecidas en el numeral 12.1 “*Cuentas de Compensación*” del Capítulo “*Sistema de Liquidación*” del Libro III del RMER, a fin de contar con un instrumento financiero efectivo y expedito que pueda utilizar el EOR para la liquidación del MER. Debido a la existencia de esta CGC, la propuesta considera mecanismos de control y supervisión por parte de la CRIE que mantenga una vigilancia permanente del grado de solvencia y transparencia de dicha cuenta, los cuales estarán a disposición de cualquier interesado.

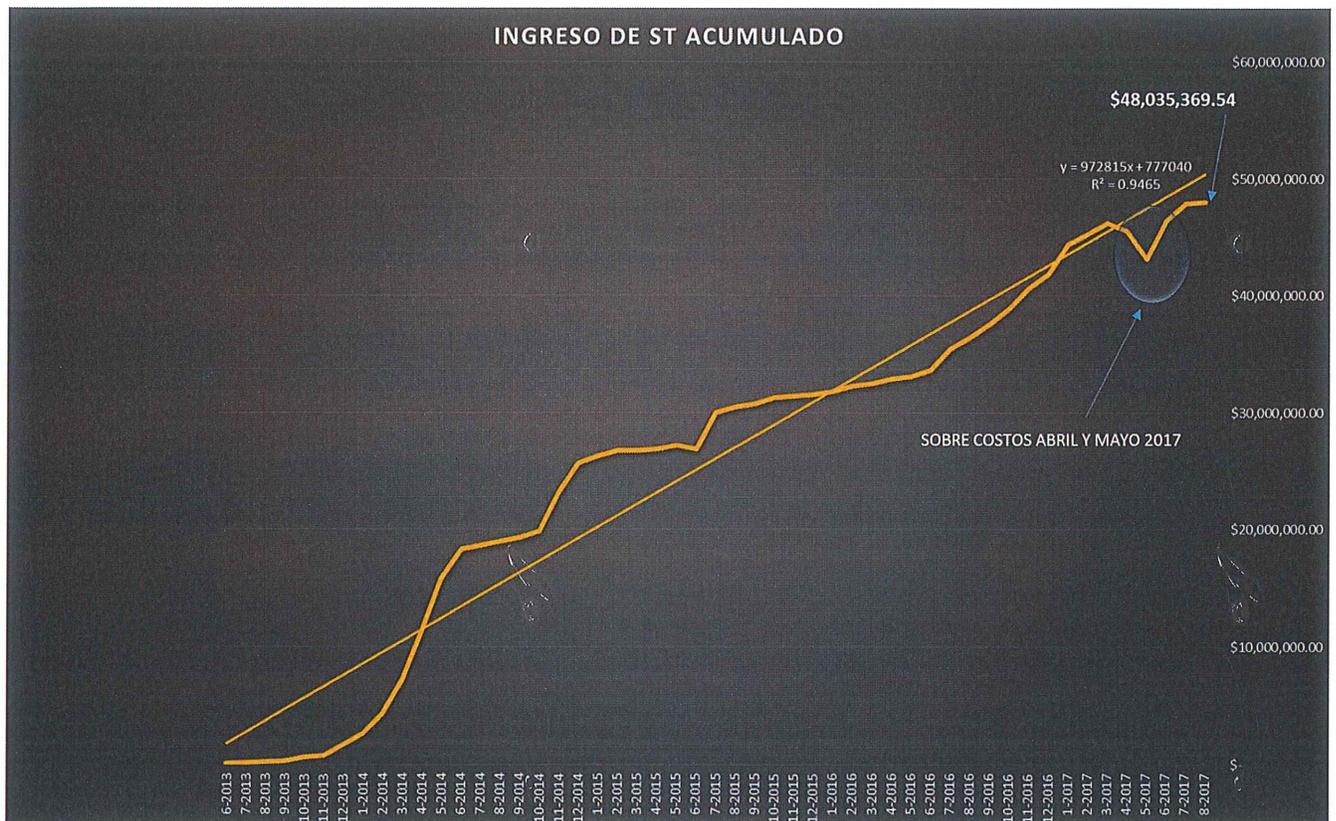
Debido a que el “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión y sus Anexos*” establecido en la Resolución CRIE-07-2017, contempla la asignación de los CVTneto e IVDT a los agentes transmisores, es necesario modificar dicho procedimiento solamente para eliminar la asignación a los agentes transmisores antes indicada.

4. Solvencia Histórica de la CGC

Como ejemplo ilustrativo de comportamiento real de la solvencia histórica de la CGC, a continuación se muestra el saldo que hubiera tenido la CGC desde junio de 2013 (inicio del MER bajo el RMER +PDC).



MES	AÑO	CVTN_TOTAL	IVDT_TOTAL	INGRESO TOTAL DE ST	INGRESO DE ST ACUMULADO
6	2013	\$ 49,475.06	\$ -	\$ 49,475.06	\$ 49,475.06
7	2013	\$ 81,807.98	\$ -	\$ 81,807.98	\$ 131,283.04
8	2013	\$ 61,805.66	\$ -	\$ 61,805.66	\$ 193,088.70
9	2013	\$ 106,052.04	\$ -	\$ 106,052.04	\$ 299,140.74
10	2013	\$ 289,480.46	\$ -	\$ 289,480.46	\$ 588,621.20
11	2013	\$ 178,066.93	\$ -	\$ 178,066.93	\$ 766,688.13
12	2013	\$ 939,043.91	\$ -	\$ 939,043.91	\$ 1,705,732.03
1	2014	\$ 919,105.06	\$ -	\$ 919,105.06	\$ 2,624,837.09
2	2014	\$ 1,651,005.75	\$ -	\$ 1,651,005.75	\$ 4,275,842.84
3	2014	\$ 2,908,090.38	\$ -	\$ 2,908,090.38	\$ 7,183,933.22
4	2014	\$ 4,181,925.56	\$ -	\$ 4,181,925.56	\$ 11,365,858.78
5	2014	\$ 4,467,075.93	\$ -	\$ 4,467,075.93	\$ 15,832,934.71
6	2014	\$ 2,458,684.86	\$ -	\$ 2,458,684.86	\$ 18,291,619.57
7	2014	\$ 397,524.42	\$ -	\$ 397,524.42	\$ 18,689,143.99
8	2014	\$ 311,879.75	\$ -	\$ 311,879.75	\$ 19,001,023.75
9	2014	\$ 314,961.93	\$ -	\$ 314,961.93	\$ 19,315,985.68
10	2014	\$ 550,243.67	\$ -	\$ 550,243.67	\$ 19,866,229.35
11	2014	\$ 3,349,998.59	\$ -	\$ 3,349,998.59	\$ 23,216,227.94
12	2014	\$ 2,484,420.60	\$ -	\$ 2,484,420.60	\$ 25,700,648.55
1	2015	\$ 405,343.61	\$ 191,516.20	\$ 596,859.81	\$ 26,297,508.36
2	2015	\$ 228,023.95	\$ 253,748.44	\$ 481,772.39	\$ 26,779,280.75
3	2015	\$ (469,793.83)	\$ 432,481.00	\$ (37,312.83)	\$ 26,741,967.92
4	2015	\$ (52,818.60)	\$ 190,709.32	\$ 137,890.72	\$ 26,879,858.63
5	2015	\$ 175,898.43	\$ 190,589.80	\$ 366,488.23	\$ 27,246,346.87
6	2015	\$ (392,661.10)	\$ -	\$ (392,661.10)	\$ 26,853,685.77
7	2015	\$ 2,982,667.48	\$ 204,019.72	\$ 3,186,687.20	\$ 30,040,372.97
8	2015	\$ 411,317.56	\$ 56,240.14	\$ 467,557.70	\$ 30,507,930.67
9	2015	\$ 20,238.94	\$ 210,363.45	\$ 230,602.39	\$ 30,738,533.06
10	2015	\$ 13,347.53	\$ 569,145.04	\$ 582,492.57	\$ 31,321,025.63
11	2015	\$ 66,372.40	\$ 39,489.90	\$ 105,862.30	\$ 31,426,887.93
12	2015	\$ 92,356.61	\$ 39,006.15	\$ 131,362.76	\$ 31,558,250.69
1	2016	\$ 202,082.52	\$ 40,426.94	\$ 242,509.46	\$ 31,800,760.15
2	2016	\$ 488,913.31	\$ 40,635.94	\$ 529,549.25	\$ 32,330,309.40
3	2016	\$ 151,075.39	\$ 40,544.09	\$ 191,619.48	\$ 32,521,928.89
4	2016	\$ 307,622.40	\$ 40,468.61	\$ 348,091.01	\$ 32,870,019.90
5	2016	\$ 199,673.09	\$ 40,427.03	\$ 240,100.12	\$ 33,110,120.02
6	2016	\$ 503,956.25	\$ 47,888.69	\$ 551,844.94	\$ 33,661,964.96
7	2016	\$ 1,624,263.01	\$ 126,057.22	\$ 1,750,320.23	\$ 35,412,285.19
8	2016	\$ 923,505.09	\$ 126,057.22	\$ 1,049,562.31	\$ 36,461,847.50
9	2016	\$ 1,023,160.24	\$ 126,057.22	\$ 1,149,217.46	\$ 37,611,064.96
10	2016	\$ 824,276.04	\$ 495,944.15	\$ 1,320,220.19	\$ 38,931,285.15
11	2016	\$ 1,214,410.68	\$ 491,291.65	\$ 1,705,702.33	\$ 40,636,987.48
12	2016	\$ 1,096,415.46	\$ 131,497.47	\$ 1,227,912.93	\$ 41,864,900.42
1	2017	\$ 1,784,289.60	\$ 776,965.69	\$ 2,561,255.29	\$ 44,426,155.70
2	2017	\$ 48,894.67	\$ 776,965.69	\$ 825,860.36	\$ 45,252,016.07
3	2017	\$ 177,528.26	\$ 776,965.69	\$ 954,493.95	\$ 46,206,510.02
4	2017	\$ (1,419,215.67)	\$ 776,965.69	\$ (642,249.98)	\$ 45,564,260.04
5	2017	\$ (3,214,580.55)	\$ 776,965.69	\$ (2,437,614.86)	\$ 43,126,645.19
6	2017	\$ 2,495,698.09	\$ 776,965.69	\$ 3,272,663.78	\$ 46,399,308.97
7	2017	\$ 393,765.62	\$ 1,074,692.44	\$ 1,468,458.06	\$ 47,867,767.03
8	2017	\$ (927,304.55)	\$ 1,094,934.06	\$ 167,629.51	\$ 48,035,396.54
(+) Superávit (-) Déficit					
CVTN= CVT neto, IVDT= Ingresos por Ventas de DT, ST= Servicio de Transmisión					



Lo anterior refleja la alta solvencia del MER, la cual se puede contabilizar en poco más de USD48 millones al mes de agosto de 2017, habiéndose asignado dichos montos a los agentes transmisores y OS/OM, a lo largo de los últimos cuatro años, tal como lo establece la regulación regional vigente.

Esto significa que el MER sería capaz de compensar con facilidad los déficits que se originen de la operación comercial del mismo y generar significativos beneficios que pueden orientarse en la reducción del Cargo Complementario (CC) que pagan todas la demandas de América Central.

5. Beneficios de la implementación de la CGC:

Con la implementación de la CGC se identifican los siguientes beneficios:

- a) Se eliminan los cobros en concepto de CVT neto a los agentes transmisores.
- b) Se asegura el pago del IAR mensual a los agentes transmisores (El IAR de las instalaciones no SIEPAC es igual al VEI, el cual en la actualidad es igual a CERO).
- c) Eliminación del incentivo negativo de pago por CVT del MER a los sistemas que presentan restricciones de transmisión.

Los ingresos producidos por las transacciones en concepto de CVT neto y los ingresos por venta de DT (IVDT) se concentran en una bolsa (CGC), la cual puede orientarse en beneficio de las demandas nacionales reduciendo el pago del cargo Complementario de forma periódica.

- d) Los superávit y déficit producidos por la operación comercial del MER son absorbidos por la CGC. La historia ha demostrado que el MER siempre ha generado superávit en términos generales.

6. Proceso de transición entre la Metodología CRIE-NP-19-2017 y el Régimen Tarifario de la RTR Propuesto

Para la implementación del Régimen Tarifario de la RTR propuesto, es importante considerar, durante el primer mes de operación comercial del MER, el traslape entre la Metodología CRIE-NP-19-2017 y dicho régimen nuevo, como se ejemplifica a continuación, considerado como primer mes de operación el mes de febrero de 2018:

MES CALENDARIO	MES DE OPERACIÓN	DTER	CRIE-NP-19-2012					REGIMEN TARIFARIO RTR				
			Cálculo CC	CVTneto a descontar de CC	IVDT a descontar de CC	CVT neto a Agentes	IVDT a Agentes	Cálculo CC	CMM a descontar de CC	CVT neto e IVDT a CGC		
feb-18	ene-18	ene-18	dic-17	dic-17	dic-17	ene-18	ene-18					
mar-18	feb-18	feb-18	ene-18	ene-18	ene-18			feb-18		feb-18	Primer año de no aplicación de la CMM	
abr-18	mar-18	mar-18						mar-18	mar-18			
may-18	abr-18	abr-18						abr-18	abr-18			
jun-18	may-18	may-18						may-18	may-18			
jul-18	jun-18	jun-18						jun-18	jun-18			
ago-18	jul-18	jul-18						jul-18	jul-18			
sep-18	ago-18	ago-18						ago-18	ago-18			
oct-18	sep-18	sep-18						sep-18	sep-18			
nov-18	oct-18	oct-18						oct-18	oct-18			
dic-18	nov-18	nov-18						nov-18	nov-18			
ene-19	dic-18	dic-18						dic-18	dic-18			
feb-19	ene-19	ene-19						ene-19	ene-19			
mar-19	feb-19	feb-19						feb-19	feb-19			
abr-19	mar-19	mar-19						mar-19	mar-19			
may-19	abr-19	abr-19						abr-19	abr-19			
jun-19	may-19	may-19						may-19	may-19			
jul-19	jun-19	jun-19						jun-19	jun-19			
ago-19	jul-19	jul-19						jul-19	jul-19	Primer semestre de aplicación de la CMM		
sep-19	ago-19	ago-19						ago-19	ago-19			
oct-19	sep-19	sep-19						sep-19	sep-19			
nov-19	oct-19	oct-19						oct-19	oct-19			
dic-19	nov-19	nov-19						nov-19	nov-19			
ene-20	dic-19	dic-19						dic-19	dic-19			
feb-20	ene-20	ene-20						ene-20	ene-20	Segundo semestre de aplicación de la CMM		
mar-20	feb-20	feb-20						feb-20	feb-20			
abr-20	mar-20	mar-20						mar-20	mar-20			
may-20	abr-20	abr-20						abr-20	abr-20			
jun-20	may-20	may-20						may-20	may-20			
jul-20	jun-20	jun-20						jun-20	jun-20			

Con el objeto de implementar la CGC, se deben tomar en cuenta las siguientes medidas:

- a) Para el primer mes de operación del MER en donde se aplique la CGC, se deberá calcular el Cargo Complementario (CC) correspondiente al mes anterior del mes de operación, aplicando la metodología establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 por última vez, considerando para

este efecto los CVT netos e IVDT correspondientes al mes anterior del mes de operación, e incluirlo en el DTER del mes de operación.

- b) Para el primer mes de operación del MER en donde se aplique la CGC, iniciar la asignación a la CGC, de los CVT netos e IVDT, correspondientes a dicho mes de operación.
- c) Para el segundo mes de operación del MER en donde se aplique la CGC, se deberá calcular por primera vez el CC correspondiente al mes anterior del mes de operación, conforme al Régimen Tarifario de la RTR e incluirlo en el DTER del mes de operación.
- d) El saldo que exista en la cuenta liquidadora del MER asociado a las instalaciones de la Línea SIEPAC, al primer día del primer del mes de operación del MER en donde se aplique la CGC, será trasladado a los fondos de la CGC.
- e) El Porcentaje de Compensación Semestral (PC) inicial será igual a 0.8, hasta que la CRIE establezca lo contrario.

IV. MECANISMO DE REEMBOLSO Y LIQUIDACION - RESOLUCIÓN CRIE-48-2017 Y SIMILARES

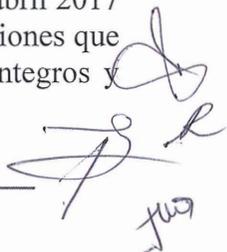
De conformidad con lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-48-2017, debe incorporarse a la regulación regional, a la brevedad posible, un mecanismo idóneo para reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER-04-2017, asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER.

Se estima, con base en los datos históricos del CVTneto e IVDT, que los aportes mensuales a la CGC podrían ser del orden de un millón de dólares, en términos promedios, de tal forma que dicha CGC sería lo suficientemente solvente para considerarla como fondo de compensación para reintegrar los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en el DTER-04-2017, asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER y eventualmente, reintegros y liquidaciones similares, que se hayan generado previo a la implementación de la CGC (déficit originados por la operación comercial del MER).

Siendo así, se considera que la solvencia de la CGC hace factible que la misma sea utilizada para el cumplimiento de lo dispuesto en el resuelve SEGUNDO de la Resolución CRIE-48-2017 y de esta forma se podría garantizar la liquidez del MER en los términos establecidos en dicha resolución.

Ahora bien, con el objeto de implementar la CGC y dar cumplimiento a lo dispuesto en el resuelve SEGUNDO de la Resolución CRIE-48-2017, se considera que deben establecerse las siguientes condiciones iniciales de aplicación de la CGC:

1. Los montos pendientes de reintegrar y liquidar en el MER, reflejados en el DTER de abril 2017 y asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER y eventualmente aquellos reintegros y



liquidaciones similares que se hayan generado previo a la implementación de la CGC, serán asignados a la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), como saldo negativo (déficit) en concepto de cuenta por pagar para cubrir dicho reembolsos y liquidaciones.

2. Durante el primer año de aplicación de la CGC, los fondos de dicha cuenta serán utilizados para reintegrar a los OS/OMs y demás Agentes los montos pagados por sobre costos asignados y liquidar los montos pendientes de pago incluidos en los DTER-04-2017, asociados a los periodos de mercado donde se realizaron las aperturas de interconexiones que aislaron el sistema de Guatemala del resto del SER y eventualmente a reintegros y liquidaciones similares que se hayan generado previo a la implementación de la CGC.
3. A partir del primer mes de aplicación de la CGC y hasta que se salden las cuentas por pagar a los agentes y OS/OM respectivos, los ingresos de dicha cuenta serán asignados de forma proporcional al monto a rembolsar o pendiente de liquidar.
4. Posterior al primer año de aplicación de la CGC e iniciado en un mes de operación del MER igual a enero o julio, se implementará la Compensación Semestral del MER (CSM), aplicada mensualmente a través del descuento de la Compensación Mensual del MER (CMM) al CC Interconectores.

V. RECOMENDACIONES

1. Someter al procedimiento de consulta pública, la propuesta de modificación de la “*Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional*” actualmente establecida en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por medio de la Resolución CRIE-35-2014, conforme al Anexo 1 del presente informe.
2. Someter al procedimiento de consulta pública, la propuesta de modificación del Anexo 1 del Anexo A “*Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos*” actualmente establecido en la Resolución CRIE-07-2017 y modificado por medio de la Resolución CRIE-18-2017, conforme al Anexo 2 del presente informe.
3. Con el objeto de implementar la CGC y de dar cumplimiento a lo dispuesto en el resuelve SEGUNDO de la Resolución CRIE-48-2017, se considera deben establecerse las condiciones iniciales de aplicación a que se ha hecho referencia en el apartado III.6 “Proceso de transición entre la Metodología CRIE-NP-19-2017 y el Régimen Tarifario de la RTR Propuesto” y apartado IV “Mecanismo de reembolso y liquidación - Resolución CRIE-48-2017”, del presente informe.