

## NOTIFICACIÓN

### COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY, NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO AL ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), LA RESOLUCIÓN N° CRIE-P-17-2012 QUE SE ADJUNTA A LA PRESENTE.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA EL DÍA OCHO DE OCTUBRE DE DOS MIL DOCE.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL INGENIERO RENÉ GONZÁLEZ, DIRECTOR EJECUTIVO DEL EOR.

DOY FE.



**GIOVANNI HERNÁNDEZ**  
**SECRETARIO EJECUTIVO**



**CRIE**  
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  
**SECRETARIO EJECUTIVO**

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

**CERTIFICA:**

Que en la reunión número sesenta, realizada en San Luis Talpa, República de El Salvador, el día cuatro de octubre de dos mil doce, se emitió la siguiente Resolución que contiene lo aprobado por la Junta de Comisionados de CRIE, respecto a la *Modificación al Procedimiento de Detalle Complementario (PDC) al RMER:*

**RESOLUCIÓN No. CRIE- P-17-2012  
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
CONSIDERANDO**

**I**

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco- establecido en el artículo 1 de ese cuerpo legal, es la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente y su artículo 3 define el principio de gradualidad como: *“Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.”*

**II**

Que el artículo 4 del Tratado Marco establece que el Mercado Eléctrico Regional es: *“...el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.”*

**III**

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco en su artículo 7, que reformó el artículo 19, del Tratado, establece que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional –MER-, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia, siendo sus funciones entre otras las de hacer cumplir el Tratado Marco y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

**IV**

Que el artículo 23 del Tratado Marco establece que *“Las facultades de la CRIE, son entre otras: a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b) ...c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual, hacia estados más competitivos...”*

**V**

Que el Segundo Protocolo al Tratado Marco, en su artículo 11, que reformó el artículo 25 del Tratado Marco, establece la creación del Ente Operador Regional –EOR-, a quien define como “...el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes...”, y el artículo 26 del Tratado Marco, dispone que: “El EOR tiene capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad, tanto dentro como fuera del territorio de los países firmantes del Tratado, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.”

**VI**

Que el EOR elaboró un Procedimiento de Detalle Complementario al RMER que presentó para su aprobación por parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, mediante oficio identificado como EOR-PJD-05-06-2012-007, de fecha 5 de junio de 2012, con el objeto de ser aplicable conjuntamente con el RMER, a fin de contar con: “...disposiciones transitorias específicas que, junto con el RMER, proporcionen una base para implementarlo gradualmente en un corto plazo”, procedimiento que fue aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-P-09-2012 para entrar en vigencia el día 1 de enero de 2013, pero sujeto dicho Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, a una revisión previa a su implementación, a fin de presentar los ajustes necesarios al mismo para el adecuado funcionamiento del MER, debiendo verificar que dicho procedimiento sea consistente con las disposiciones establecidas en el RMER para su plena aplicación y que permitan responder a las necesidades identificadas por el EOR en su propuesta. El EOR mediante oficio EOR-PJD-30-08-2012-018 de 30 de agosto de 2012 ratificó el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER propuesto por el Ente Operador y aprobado por la CRIE.

**VII**

El equipo técnico de la CRIE, en cumplimiento al mandato establecido en la Resolución CRIE-P-09-2012, recomienda eliminar lo siguiente: a) la referencia a “Programa Gradual de Cumplimiento del SIMECR” de la Sección Primera del PDC; b) la Sección Cuarta del PDC, relativa a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), en la que se hacen cambios a los CCSD del RMER, hasta que el EOR presente los estudios técnico-económicos establecidos en el numeral 2.6.2 del Libro V del RMER; y, c) la Sección Quinta del PDC, Sistema de Planificación de la Transmisión Regional y su Aplicación Gradual, en consecuencia el EOR debe presentar un cronograma de cumplimiento de tareas y plazos requeridos para concretar la compra y desarrollo de los modelos de planificación y la presentación de los estudios, el cual será evaluado por la CRIE, previo a considerar una dispensa temporal del cumplimiento de entrega de los informes correspondientes.

**VIII**

La CRIE ha dado inicio a la Consultoría para el Desarrollo de los Contratos Firmes y Mecanismos de Asignación de los Derechos de Transmisión en el MER, para llevar a cabo transacciones bajo esta modalidad entre los países de la región, así mismo, se encuentra en desarrollo la consultoría sobre Peajes Operativos y Clasificación de los Tramos de la Línea SIEPAC y Metodología sobre Cargos de Transmisión; sobre la base de los resultados de ambas consultorías la CRIE emitirá en su oportunidad disposiciones expresas respecto a estos temas.

**POR TANTO**

Con base en lo considerado, y en uso de las facultades que le confieren los artículos 1, 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central,



**RESUELVE:**

**PRIMERO.** Aprobar la modificación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER en el siguiente sentido:

- a. Eliminar del texto del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, en la Sección Primera, Definición de la Fase I del SIMECR, la referencia: *"Programa gradual de cumplimiento de los requisitos técnicos del SIMECR"*; eliminar la totalidad de las siguientes secciones: Sección Cuarta. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y su Aplicación Gradual y la Sección Quinta. Sistema de Planificación de la Transmisión Regional y su Aplicación Gradual.
- b. Adicionar al texto del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, la sección QUINTA. De los Cargos de Transmisión.

**SEGUNDO.** Se instruye al EOR que:

- a) Al término del segundo mes de la vigencia del PDC y cada mes subsiguiente durante el primer semestre, se presente a la CRIE, un informe con el análisis de los resultados de la aplicación inicial de dicho procedimiento, identificando entre otras cosas los efectos de los prorrateos de asignación de transacciones y desviaciones, de acuerdo a las transacciones reales del mercado y sus efectos en los precios de las mismas y en el cálculo de los CVT.
- b) Cumplidos los seis meses de la vigencia del PDC, proceder a realizar una evaluación integral del desempeño de la operación técnica y comercial del MER bajo el RMER y el PDC, con el fin de identificar situaciones que requieran ajustes normativos. Esta evaluación será presentada a la CRIE a más tardar el 15 de agosto de 2013.
- c) En su evaluación integral detallada en literal b) anterior, incluya la posibilidad que en los nodos de las áreas de control que cuenten con mediciones, aunque no cumplan con los criterios del SIMECR exigidos en el RMER, los agentes podrán usar la medición existente para realizar el predespacho, redespachos, posdespacho y conciliación de desviaciones con la red completa (redes nacionales más RTR); identificando las ventajas de esta aplicación; así como, la viabilidad que esta medición pueda utilizarse a partir del segundo semestre del 2013, hasta tanto se instale aquella que cumpla con los criterios SIMECR.
- d) A más tardar el 15 de diciembre del 2013, presente un inventario de equipos de medición de la RTR por país y sus condiciones técnicas, así como, el plan de inversiones que permita desarrollar el SIMECR para la aplicación del RMER sin limitación de mediciones, a partir de la finalización del periodo de vigencia del PDC, incluyendo una evaluación de los requerimientos mínimos para los sistemas y equipos de medición, y establecidos en el RMER, para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos.
- e) A partir de la implementación del PDC, y a más tardar el 30 de enero de cada año, presentar un programa de auditorías a los equipos de medición donde se realicen transacciones, el cual debe

cumplirse anualmente, presentando el informe de dichas auditorías a la CRIE, en el que se incluya el avance de instalación de nuevos equipos de medición contenidos en el plan de inversiones.

- f) Presente un cronograma de cumplimiento de tareas y plazos requeridos para concretar la compra y desarrollo de los modelos de planificación y la presentación de los estudios, a fin de justificar una posible dispensa temporal del cumplimiento de entrega a CRIE de los informes que debe elaborar con base a los modelos y alcance de estudios del Sistema de Planificación, especificados en los Capítulos 10 y 11 del Libro III del RMER, dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días contados a partir de la notificación de la presente resolución.
- g) Al término de un (1) año de la vigencia del PDC, relacionado con los CCSD, presente los estudios técnico-económicos establecidos en el numeral 2.6.2 del Libro V del RMER, para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos.

**TERCERO.** Otras disposiciones.

- a. Las disposiciones relativas a Contratos Firmes establecidas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, y el mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión quedan temporalmente suspendidas hasta que la CRIE emita una disposición al respecto.
- b. Las disposiciones relativas a Cargos Regionales establecidas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, quedan temporalmente suspendidas hasta que la CRIE emita una disposición expresa derogando las Resoluciones CRIE No. 01-2009 (Aprobación del Procedimiento de cálculo por regulación del MER y por servicio de operación del MER); CRIE-01-2011 (Aprobación de la normativa inicial transitoria de retribución de la transmisión regional en el MER); CRIE 02-2011 (Aprobación de la Metodología Inicial Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por el uso de la Red de Transmisión Regional para la Remuneración de la Línea SIEPAC); CRIE 06-2011 (La suspensión de la aplicación del Concepto de cuentas de compensación), estas Resoluciones se complementan con lo establecido en la sección QUINTA del PDC De los Cargos de Transmisión 5.1 Peajes y Cargos de Transmisión d y CRIE 04-2011 (Garantía sobre Moras y Falta de Pago) que se complementa con la sección QUINTA del PDC De los Cargos de Transmisión 5.2 Garantías, Mora y Falta de Pago de las Obligaciones del MER, las que permanecen vigentes.
- c. Ordenar a la Secretaría Ejecutiva de CRIE que realice una auditoría técnica del primer semestre de la aplicación del PDC.

**CUARTO.** La responsabilidad de la aplicación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, así como sus consecuencias comerciales, operativas y la seguridad e integridad del Sistema Eléctrico Regional (SER), le corresponde al EOR, de acuerdo a lo dispuesto en la Regulación Regional.

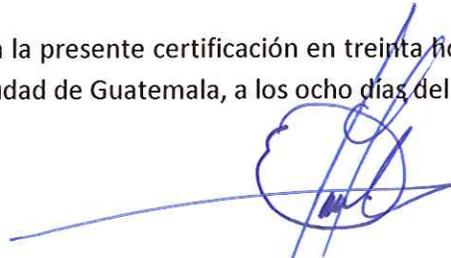
**QUINTO.** Derogatorias. Quedan sin valor ni efecto jurídico las resoluciones y acuerdos siguientes: Resolución No. CRIE 01-2000 y sus reformas (RTMER); Acuerdo No. CRIE 05-28 (Conclusiones acerca del proceso de

avance de implementación del RMER, se ratifica que el RMER está vigente y su aplicación es gradual, se solicita al EOR el programa de trabajo de la implementación de conceptos, mecanismos, metodología, modelos necesarios y precedentes así como otros aspectos regulatorios necesarios para la entrada en vigencia plena del RMER, durante esta etapa los Agentes no serán sujeto de sanciones y penalidades. Se solicita al EOR la implementación de ciertos artículos del RMER relacionados con la operación técnica del sistema), Acuerdo No. CRIE 08-30 (Se aprueba el *Procedimiento Transitorio para la Coordinación Operativa en tiempo real entre el EOR y los Operadores del Sistema-OS-*, propuesto por el EOR con las incorporaciones ajustadas a la normativa regional) y todas aquellas disposiciones emitidas por la CRIE que contradigan lo dispuesto en la presente Resolución o bien que por efectos de ésta, pierdan su sentido, las que quedarán sin efecto jurídico a partir de la entrada en vigor del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER.

**SEXTO. DISPOSICIÓN FINAL:** Forma parte de esta Resolución y por tanto de cumplimiento obligatorio el texto aprobado por CRIE del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, que se adjunta como Anexo de la presente resolución.

**NOTIFÍQUESE** por correo electrónico al Ente Operador Regional –EOR-, y **PUBLÍQUESE:** En la página web de la CRIE.

Quedando contenida la presente certificación en treinta hojas, impresas únicamente en el anverso, que sello y firmo en la ciudad de Guatemala, a los ocho días del mes de octubre de dos mil doce.



**GIOVANNI HERNÁNDEZ**  
**SECRETARIO EJECUTIVO**

## **PROCEDIMIENTO DE DETALLE COMPLEMENTARIO AL RMER.**

### **Sección primera** **DEFINICIÓN DE LA FASE I DEL** **SIMECR**

A partir de la fecha que la CRIE apruebe la aplicación del RMER conjuntamente con el presente "Procedimiento de detalle complementario al RMER", se establecerá un periodo de 36 meses para que se adecuen los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR para dar cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidos en el RMER.

Este periodo de 36 meses se denominará "Fase I del SIMECR".

### **Sección segunda** **PROCESOS COMERCIALES DEL RMER EN LA FASE I** **SIMECR**

#### **1. Presentación de Ofertas al MER**

- 1.1 Las ofertas de inyección y retiro en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y en el Mercado de Contratos Regional (MCR) podrán ser presentadas por los agentes del MER a través de su OS/OM en los nodos de la RTR o en los nodos de enlace entre áreas de control.
- 1.2 Cuando las ofertas sean presentadas en los nodos de enlace o en los nodos de la RTR, es necesario que en los nodos de enlace se disponga de un sistema de medición comercial que cumpla los requisitos establecidos en el RMER.
- 1.3 Cuando las ofertas sean presentadas en un nodo de la RTR, que no es un nodo de enlace, es suficiente con que dicho nodo disponga de un sistema de medición comercial que cumpla los requisitos establecidos en la regulación nacional.

#### **2. Predespacho regional**

- 2.1 Durante la ejecución del modelo computacional del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) para el predespacho regional, no se verificará el cumplimiento del servicio auxiliar de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia.

No obstante lo anterior, el EOR verificará que los predespachos nacionales suministrados por los OS/OM y el predespacho regional, cumplan los requerimientos de servicios auxiliares correspondientes.



### 3. Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)

- 3.1 El Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) operado por los OS/OM en coordinación con el EOR, será el encargado de obtener la lectura de los medidores ubicados en los nodos de enlace y de poner a disposición del proceso de conciliación comercial los valores correspondientes a los intercambios efectuados por los enlaces entre áreas de control.
  - 3.1.1 Los nodos de enlace deberán contar con un sistema de medición comercial oficial que cumpla los requisitos técnicos establecidos en el RMER, con el fin de registrar los intercambios en los enlaces entre áreas de control durante la operación en tiempo real del SER.
  - 3.1.2 Diariamente, a más tardar a las 48 horas posteriores al día de la operación, cada OS/OM deberá reportar al EOR únicamente los datos almacenados en los equipos de medición bajo su responsabilidad ubicados en los nodos de enlace entre áreas de control, en el formato aprobado por el EOR.
  - 3.1.3 Cuando ocurran eventos que afecten a los equipos de medición del SIMECR instalados en los nodos de enlace en el área de control, los OS/OM respectivos deberán elaborar y remitir al EOR el reporte correspondiente en un plazo máximo de 24 horas posteriores al evento.
- 3.2 Las pruebas y auditorías a los equipos de medición establecidos en el RMER serán aplicados únicamente a los equipos de medición ubicados en los nodos de enlace entre áreas de control.
  - 3.2.1 Los equipos de medición que se utilizarán para obtener los datos de intercambio de energía en los nodos de enlace, deberán ser registrados por el OS/OM respectivo ante el EOR, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral A1.6 del Anexo 1 del Libro II del RMER.
- 3.3 La realización y entrega de los resultados de los procesos de Posdespacho y Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real serán desplazados 24 horas del plazo establecido en el RMER.
- 3.4 El EOR suministrará a los OS/OM, como resultado de la conciliación de las Desviaciones en Tiempo Real, para cada período de mercado la información siguiente:
  - a) Registro de las mediciones de energía, de importación y exportación, para cada nodo de enlace entre áreas de control.
  - b) Precios nodales ex-post para cada nodo de enlace de la RTR.
  - c) El tipo y magnitud de las desviaciones en tiempo real para cada nodo de enlace entre áreas de control.
  - d) Conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real en los nodos de enlace entre áreas de control.
- 3.5 En un plazo máximo de siete (7) días hábiles después de finalizar el período de facturación, el EOR presentará a los agentes del MER, a través del OS/OM respectivo, el DTER con el detalle de las transacciones conciliadas para cada agente.



#### 4. Energía consumida y Plazos de entrega

- 4.1 Para conciliar el cargo por regulación del MER, el cargo por servicio de operación del sistema y los cargos que remuneren el IAR de la línea SIEPAC, cada OS/OM remitirá al EOR la energía demandada o consumida en los sistemas nacionales de los Países Miembros, en los plazos establecidos por la CRIE en las resoluciones respectivas.

#### 5. Posdespacho Regional

- 5.1 Para realizar el posdespacho regional, cada OS/OM deberá reportar diariamente al EOR: los datos de las mediciones del SIMECR en los nodos de enlace entre áreas de control, el reporte de contingencias del día de la operación, así como la información relativa a la disponibilidad real de la red de transmisión dentro de las cuarenta y ocho (48) horas posteriores al día de la operación.
- 5.2 La información mencionada en el numeral 5.1 debe ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el EOR. Cuando el EOR requiera modificar estos medios y formatos, lo informará a los OS/OM con al menos quince (15) días de anticipación.
- 5.3 Diariamente, la realización y entrega de los resultados el proceso de Posdespacho será desplazado 24 horas del plazo establecido en el RMER.
- 5.4 Los precios marginales nodales ex-post serán calculados optimizando las inyecciones, fijando los predespachos nacionales y los retiros netos reales del MER en los nodos de enlace.
- 5.5 Como resultado del posdespacho, el EOR informará a los OS/OM veinticuatro (24) horas posteriores al plazo establecido en el RMER, la información siguiente:
- a) Registro de las mediciones de energía, de importación y exportación, para cada nodo de enlace entre áreas de control;
  - b) Asignación proporcional del retiro neto en los nodos de la RTR donde se programaron transacciones regionales de inyecciones y retiro conforme el numeral 5.7.
  - c) Precios nodales ex-post para cada nodo de la RTR.
- 5.6 Para este periodo de la Fase I del SIMECR, el retiro neto se determinará para cada área de control. Para la realización del posdespacho, se considerarán únicamente aquellas áreas de control que tengan un retiro neto mayor que cero. De tal manera que el posdespacho, es formulado como un problema de optimización desacoplado temporalmente, que fija los predespachos nacionales, fija los retiros netos por área de control del MER cuando el retiro neto es mayor que cero y optimiza las inyecciones del MER.

El Retiro Neto de cada Área de Control se determinará a partir de los datos de medición del SIMECR del día de operación registrados en los nodos de enlace entre áreas de control, según la formulación siguiente:

$$\text{Retiro Neto}_A = \sum \text{MED}_i, \forall \text{ Retiro Neto}_A > 0$$

Donde:

$\text{Retiro Neto}_A$  = Retiro Neto del área de control "A" para un periodo de mercado determinado.

$\text{MED}_i$  = Datos de medición del SIMECR registrados en el nodo "i" para un periodo de mercado determinado, considerándose valores positivos los datos de medición de retiro y valores negativos los datos de medición de inyección.

i = índice de nodos de enlace entre áreas de control, perteneciente al área de control "A".

n = número total de nodos de enlace entre áreas de control, perteneciente al área de control "A".

- 5.7 Con el objeto de calcular los precios nodales *ex post*, es necesario previamente realizar una distribución del retiro neto calculado para cada área de control, cuando éste es mayor que cero, de tal manera que se considere el valor de las transacciones programadas en el MER y su distribución en la RTR o en los nodos de enlace cuando esto corresponda.

El Retiro Neto en los nodos de la RTR, se determinará a partir de la distribución proporcional del Retiro Neto del Área de Control correspondiente. Para el cálculo de esta distribución se consideran las Transacciones Programadas Regionales que resultaron del Predespacho Regional y la medición del SIMECR registrada en los nodos de enlace, con base en la siguiente formulación matemática:

$$\text{Retiro Neto}_j = \text{Retiro Neto}_A \left[ \frac{(|TP| + k|MED|)_j}{\sum_{j=1}^m (|TP| + k|MED|)_j} \right]$$

Donde:

k: Factor que toma el valor de cero "0", cuando la sumatoria del valor absoluto de todas las transacciones programadas regionales del área de control "A" es mayor que cero ( $\sum_{j=1}^m (|TP|)_j > 0$ ). Caso contrario, k toma el valor de "1".

Retiro Neto<sub>j</sub> = Retiro Neto del nodo "j" para un periodo de mercado determinado.

Retiro Neto<sub>A</sub> = Retiro Neto del área de control "A" para un periodo de mercado determinado.

TP = Transacción Programada regional en el nodo "j" para un periodo de mercado determinado.

MED = Datos de medición del SIMECR registrados para el nodo "j" cuando este sea un nodo de enlace entre áreas de control, de lo contrario toma el valor de cero, para un periodo de mercado determinado.

j= Índice de nodos de enlace y nodos internos de la RTR con transacción programada en el MER del área de control "A"

m= Número de nodos de enlace más el número total de nodos de la RTR internos del área de control "A" con Transacción programada en el MER.

## 6. Tipificación de Desviaciones

- 6.1 Las desviaciones en tiempo real, significativas, autorizadas y no autorizadas, serán consideradas como desviaciones normales. En consecuencia, las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán únicamente en dos tipos: desviaciones normales y graves.

## 7. Conciliación de Desviaciones Normales en Tiempo Real

- 7.1 Cualquier diferencia entre los intercambios registrados y los programados en los nodos de enlace serán conciliados como Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real en el MER.
- 7.2 El EOR determinará y conciliará, para cada período de mercado, las desviaciones normales en tiempo real que se registren únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control, respecto a los intercambios programados en el predespacho regional, y asignará dichas desviaciones al OS/OM respectivo, el cual, las internalizará según su regulación nacional.
- 7.3 Para la conciliación de las transacciones por desviaciones normales, las desviaciones serán valoradas a precios ex-post del nodo enlace entre áreas de control, ya sean en exceso o en defecto.

- 7.4 El resultado neto de los montos asignados a los OS/OM, que tienen su origen en las desviaciones normales conciliadas por el EOR, es un valor neto diferente de cero, positivo o negativo. El resultado neto asociado a Desviaciones normales se asignará a todos los OS/OM con este tipo de desviaciones, en el respectivo período de mercado, de acuerdo a la siguiente regla:

$$Asignacion_i = \frac{|Desviación_i|}{\sum |Desviación_i|} * Neto\_desv.normales$$

Donde:

Asignación<sub>i</sub> = Monto asignado a cada OS/OM "i" que incurrió en una Desviación normal.

Neto\_desv.normales = Monto neto asociado a las Desviaciones normales. Desviación<sub>i</sub> =

Monto de las Desviaciones normales en que incurrió cada OS/OM "i" por cada inyección y/o retiro.

- 7.5 Si para la conciliación de las desviaciones en un nodo de enlace entre áreas de control, no se dispone de los precios ex-post, se utilizará el precio -ex ante y ante la ausencia de ambos se utilizarán los precios nodales calculados con los costos o precios marginales del posdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo.

### **Sección tercera**

#### **COORDINACIÓN DIARIA DE INFORMACIÓN PARA EL PREDESPACHO REGIONAL**

Con el objeto de atender posibles violaciones a restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras durante el proceso de predespacho regional, se amplía el plazo para solicitar ajustes al mismo y lo mencionado se incorpora como causal para solicitar ajustes al predespacho y redespachos regional.

#### **8. Nivel Nacional: los OS/OM**

- 8.1 El plazo establecido en el numeral 5.12.1 literal a) inciso vii del libro II del RMER, queda comprendido entre las 14:30 y 16:15 Hrs.
- 8.2 El plazo establecido en el numeral 5.12.1 literal a) inciso viii del libro II del RMER, se amplía hasta las 17:00 Hrs.
- 8.3 El plazo establecido en el numeral 5.12.1 literal b) inciso iv del libro II del

RMER queda comprendido entre las 14:30 y 16:15 Hrs.

## **9. Nivel Regional: EOR**

- 9.1 El plazo establecido en el numeral 5.13.2 literal a) inciso ix del libro II del RMER, queda comprendido entre las 14:30 y 16:15 Hrs.
- 9.2 El plazo establecido en el numeral 5.13.2 literal a) inciso x del libro II del RMER, se amplía hasta las 17:00 Hrs.
- 9.3 El plazo establecido en el numeral 5.13.2 literal b) inciso vi del libro II del RMER, queda comprendido entre las 14:30 y 16:15 Hrs.

## **10. Causales para solicitud de ajustes al Predespacho Regional.**

- 10.1 Se considerarán como causales de ajustes al Predespacho en el MER, durante el período de revisión entre el EOR y los OS/OM los siguientes:
  - a) Cambios topológicos de la RTR, debidamente justificados por el OS/OM respectivo;
  - b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el OS/OM respectiva;
  - c) Solicitudes de los OS/OMS por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el OS/OM respectivo;
  - d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia;
  - e) Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del EOR, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER;
  - f) Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15 del libro II del RMER.
  - g) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo.

## **11. Causales para solicitar Redespachos.**

- 11.1. Un OS/OM para realizar una solicitud de redespacho, deberá considerar lo establecido en Libro II numeral 5.17.7.1 del RMER, así como lo establecido en el siguiente criterio:  
Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo.

### **Sección cuarta**

#### **EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL MER**

- 4.1 El EOR, evaluará el desempeño de la operación técnica y comercial del MER, bajo el RMER y el procedimiento de detalle complementario, con el fin de identificar los ajustes normativos que sean necesarios, para que sean presentados a consideración de la CRIE.

Posterior al cumplimiento de un año de la aplicación del RMER y el procedimiento de detalle complementario, el EOR realizará una evaluación integral del desempeño de la operación técnica y comercial del MER.

### **Sección quinta**

#### **DE LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN**

## **5. De los Cargos de Transmisión.**

### **5.1. Peajes y Cargos de Transmisión**

El contenido de la presente sección estará vigente durante la aplicación del Procedimiento de Detalle Complementario, sin embargo, podrá ser modificada o derogada por disposición expresa en base a los resultados de la Consultoría contratada por CRIE para analizar este punto.

El peaje operativo se calculará únicamente para las líneas de interconexión internacional de acuerdo al Cuadro de Peajes Operativos, detallado a continuación la valorización económica del peaje operativo será calculada por el EOR en función del uso que se le haya dado a cada uno de los interconectores, para que cada OS&M se lo retribuya a la empresa dedicada al transporte en su sistema.

El resultado mensual final de este cargo de transmisión a aplicar a las transacciones, se obtiene como la integración de los cargos (negativos o positivos) horarios. El monto mensual resultante (ya sea débito o crédito), se asignará a la parte vendedora del contrato salvo que las partes acuerden e informen al EOR (a través de su OS&M) un criterio de asignación distinto.

**Definición Peaje Operativo: CUADRO DE PEAJES OPERATIVOS:**

Línea	Costo Unitario Actual Miles \$/km	Long kms	Secc. Lineas	Costo Unitario Miles \$	VNR Miles \$	Anualidad VNR Miles \$	Capacidad MV	Costo unitario \$/MWh	\$/MWh	
OES-FE3OU	61.33	67	2	681	6.141	827	300	0.36	0.35	OU
AHU-FE3OU	60	14.8	2	681	1.885	288	300	0.11		
IES-FHOES	120	64	2	681	12.442	1,646	300	0.68	0.70	ES
PAV-FHOES	108.73	64	1	681	8.462	801	300	0.30		
PRD-FNIHO	12	28.8	1	681	1.284	428	300	0.08	0.36	HO
LNI-FNIHO	14.28	76.8	1	681	1.668	648	300	0.21		
M3Y-FCRNI	38.2	111.17	1.5	681	5.228	881	300	0.34	0.54	NI
RCL-PPACR	64.1	50	1	681	2.204	348	300	0.18		
LIB-FCRUI	54.1	77	1	681	4.747	788	300	0.28	0.41	CR
PRO-PPACR	47.87	87	1.5	681	1.834	201	300	0.08	0.08	PA
									2.44	

Los costos unitarios a que refiere la tabla de peajes, fueron suministrados por las Empresas Transmisoras de cada país y corresponden a la longitud de la línea ( \$/ Km.) y al costo de las secciones de línea ( Miles \$ ).

**Cargos de Transmisión para Transacciones por Contratos**

Las transacciones derivadas de un contrato pagarán un Cargo de Transmisión integrado por un Cargo Variable de Transmisión –CVT- más un peaje operativo asociados a la energía intercambiada por la RTR para dicho contrato. Este Cargo de Transmisión para las transacciones se calculará cada hora como la energía horaria intercambiada según lo establecido en el predespacho, valorizada a la diferencia de precios nodales en el nodo de inyección menos el precio en el nodo de retiro. Para el cálculo de los precios nodales se utilizará la metodología descrita a continuación:

**Calculo de Precios Nodales:**

Los precios nodales horarios se determinaran utilizando curvas de CVT calculadas semanalmente por el EOR de acuerdo a la metodología descrita a continuación. Los OM remitirán la información al EOR para la actualización de los CVT en un formato definido, para este cálculo la semana está comprendida de Lunes a Domingo. Los valores de CVT que resulten negativos serán considerados cero. Las curvas de CVT serán discretizadas por bloques horarios de demanda, magnitud y dirección del flujo. En el calculo se modelara cada sistema hidrotérmico considerando todo el sistema de transmisión.



El precio nodal en el nodo  $k$  ( $\rho_k$ ) se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía en dicho nodo  $k$ ; i.e.  $\rho_k$  es el incremento en el costo total en que se incurre (generación y transmisión) para satisfacer un incremento marginal de la demanda en el nodo  $k$ , manteniendo las condiciones de optimalidad y factibilidad (tomando en cuenta los ajustes necesarios para que el re-despacho continúe siendo óptimo y factible).

Los  $\rho_k$ 's son un subproducto del siguiente despacho del MER:

$$\text{Maximizar } \sum (\text{Precio}_{\text{transacción},i} * P_{\text{transacción},i}) - \sum \text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$$

Sujeto a

Ecuaciones de balance nodal

$$[P_g - P_d] = \sum ([IT_{\text{transacción},i}] * P_{\text{transacción},i})$$

$$[B][\theta] = [P_g - P_d]$$

Limites de ofertas

$$P_{\text{transacción},i} \leq (P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$$

Limites de transmisión

$$(-f_k)^{\text{max}} \leq f_k \leq (f_k)^{\text{max}}$$

Donde:

- $\text{Precio}_{\text{transacción},i}$ : precio de la oferta  $i$  (\$/MWh).
  - Si la transacción  $i$  es una oferta de extracción, el precio (positivo) será el precio máximo que el oferente está dispuesto a pagar por la compra de energía al MER.
  - Si la transacción  $i$  es una oferta de inyección, el precio (negativo) será el precio mínimo que el oferente está dispuesto a recibir por la venta de energía al MER.
  - Si la transacción  $i$  es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos, el precio (positivo) será el precio máximo que el oferente está dispuesto a pagar por los servicios de transmisión solicitados.
- $P_{\text{transacción},i}$ : Potencia aceptada de la oferta  $i$  (extracción, inyección, servicio de transmisión)
- $f_k, (f_k)^{\text{max}}$ : flujo en el enlace  $k$ , y límite de transmisión del enlace  $k$
- $\text{Costo}_{\text{transmisión},k}(f_k)$ : costo de la transmisión del enlace  $k$ :
  - a. Curvas de CVTs para los sistemas nacionales calculadas entre fronteras políticas y,
  - b. Peaje operativo para las líneas de interconexión.



- $(P_{\text{transacción},i})^{\text{max}}$ : cantidad máxima de MWh solicitados (compra), ofertados (venta), o requeridos para ser transportados.
- $P_g - P_d$ : Potencia neta en los nodos (potencia generada menos potencia demandada).
- $[IT_{\text{transacción},i}]$ : vector de incidencia de la transacción que define las inyecciones y retiros de energía eléctrica asociados a la transacción  $i$ .
  - Si la transacción  $i$  es una oferta de extracción,  $[IT_{\text{transacción},i}]$  es un vector nulo, excepto  $[IT_{\text{transacción},i}]_x = -1$ , donde  $x$  es el nodo en el que se realiza la oferta de extracción.
  - Si la transacción  $i$  es una oferta de inyección,  $[IT_{\text{transacción},i}]$  es un vector nulo, excepto  $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$ , donde  $x$  es el nodo en el que se realiza la oferta de inyección.
  - Si la transacción  $i$  es una solicitud de servicios de transmisión entre dos nodos  $x$  y  $y$ ,  $[IT_{\text{transacción},i}]$  es un vector nulo, excepto  $[IT_{\text{transacción},i}]_x = +1$ , y  $[IT_{\text{transacción},i}]_y = -1$ , donde  $x$  e  $y$  son los nodos en el que se realiza la inyección / extracción de servicios de transmisión solicitados.

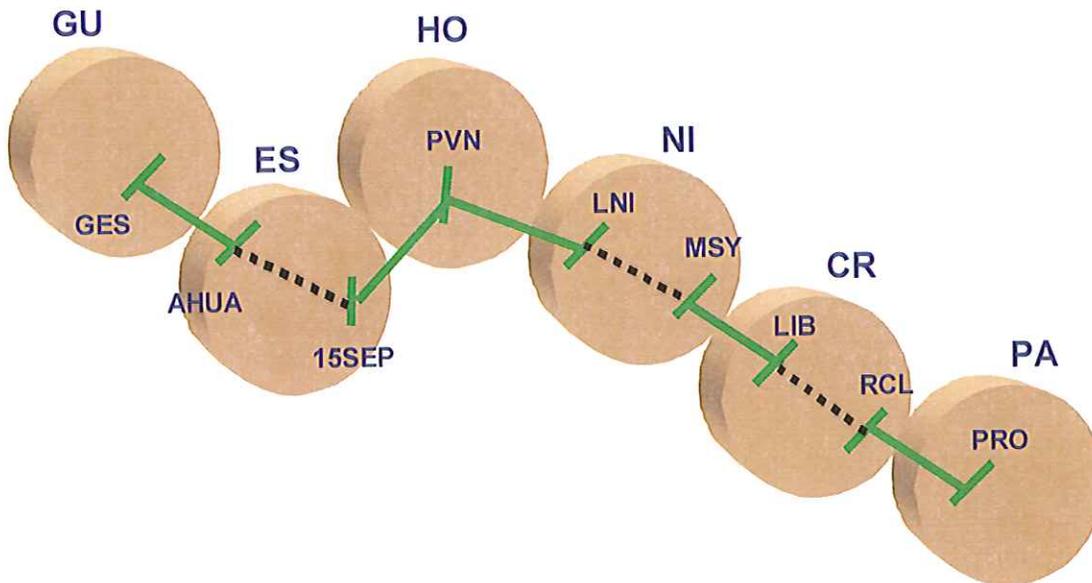
La suma de las transacciones de exportación menos la suma de transacciones de importación debe ser menor o igual a la máxima exportación definida para cada uno de los sistemas.

El algoritmo determina el despacho óptimo de las ofertas de oportunidad y la asignación óptima de los servicios de transmisión, y produce los precios de compraventa de energía de oportunidad (precios nodales) y de servicios de transmisión (diferencias de precios nodales).

De ésta manera, se asegura que no exista discriminación, en la asignación y el precio de los servicios de transmisión, entre los contratos (que solicitarían únicamente los servicios de porteo entre los puntos de envío y recepción) y las ofertas de compra (cantidad y precio máximo que se está dispuesto a pagar por energía en el punto de extracción) y venta (cantidad y precio mínimo que se está dispuesto a recibir por energía en el punto de inyección) al mercado de oportunidad.

La aplicación del esquema propuesto a los países de América Central, es equivalente a plantear un "despacho óptimo" (o un problema de transporte) de ofertas de inyección y extracción de energía, individuales (ofertas de compraventa de energía de oportunidad) o "en parejas" (solicitudes de servicios de porteo requeridos por contratos). (Una vez obtenidas las curvas de CVTs para cada semana (período de demanda, dirección y nivel de transacción de porteo) + peaje operativo (interconectores únicamente), el planteamiento del despacho conjunto de energía (de oportunidad) y de servicios de porteo para los seis países de América Central, se reduce a un problema de:

- 15 nodos (10 subestaciones a 230 kV y 5 fronteras).
- 14 enlaces (5\*2 secciones de interconectores con costos = pérdidas marginales + peaje operativo, y 4 sistemas nacionales con costos = curvas de CVTs para El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica).



### **Cargos de Transmisión para Transacciones por Contratos.**

Las transacciones derivadas de un contrato pagarán un Cargo de Transmisión integrado por un Cargo Variable de Transmisión -CVT- más un peaje operativo asociados a la energía intercambiada por la RTR para dicho contrato. Este Cargo de Transmisión para las transacciones se calculará cada hora como la energía horaria intercambiada según lo establecido en el predespacho, valorizada a la diferencia de precios nodales en el nodo de inyección menos el precio en el nodo de retiro. Para el cálculo de los precios nodales se utilizará la metodología anteriormente descrita.

El peaje operativo se calculará únicamente para las líneas de interconexión internacional de acuerdo al cuadro de Peajes Operativos. La valorización económica del peaje operativo será calculada por el EOR en función del uso que se le haya dado a cada uno de los interconectores, para que cada OS&M se lo retribuya a la empresa dedicada al transporte en su sistema.

El resultado mensual final de este cargo de transmisión a aplicar a las transacciones, se obtiene como la integración de los cargos (negativos o positivos) horarios. El monto mensual resultante (ya sea débito o crédito), se asignará a la parte vendedora del contrato salvo que las partes acuerden e informen al EOR (a través de su OS&M) un criterio de asignación distinto.

### **Cargos de Transmisión para Transacciones de Oportunidad.**

Las transacciones de oportunidad pagan implícitamente el Cargo de Transmisión (CVT y peaje operativo) al ser valorizadas al precio nodal. Cada transacción de oportunidad horaria, ya sea de compra como de venta, se realiza al correspondiente precio nodal. En los modelos de programación y despacho que utilice el EOR, cada oferta de oportunidad será considerada realizada en el respectivo nodo de la RTR en que se produce, formando parte del Sistema de Precios Nodales.

El costo atribuible a las pérdidas eléctricas debidas a las transacciones en el MER estará cubierto dentro de la metodología de cálculo de los precios nodales y cálculo del Costo Variable de Transmisión.



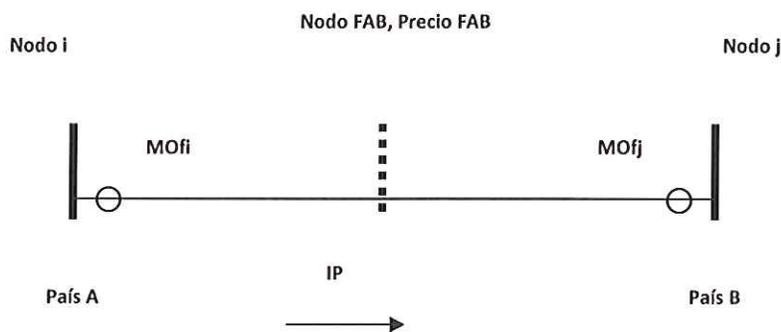
## Remuneración de la Transmisión.

El monto a pagar a cada OS&M por el servicio de transmisión regional se obtendrá del Cargo Transmisión. El monto a pagar será determinado por el producto horario de la diferencia de precios nodales entre los nodos de la RTR por el flujo de energía transmitido en dicha hora resultante de los intercambios internacionales. Este monto calculado de acuerdo a la metodología aquí dispuesta, para el caso de los interconectores corresponde al valor del peaje operativo de acuerdo al cuadro de Peajes Operativos, excepto en los casos de congestión.

## Formulas utilizadas en los cálculos de la Conciliación Regional de Transacciones:

**Objeto:** Detallar la formulación matemática para la realización del cálculo de los diferentes rubros del sistema de cobros y pagos, para cada uno de los productos y servicios que se comercializan en el MER.

### 1. Energía - Valorización de los Desvíos de Control y Fallas Leves



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[ (MO_{fi} - MO_{fj}) * \left( \frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde,

- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]  
 MO<sub>fi</sub> : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]  
 MO<sub>fj</sub> : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]  
 MO<sub>FAB</sub><sup>1</sup> : Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]  
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

<sup>1</sup> El uso de la medición en FAB hace que ambos interconectores compartan la pérdida de transmisión de la línea de interconexión.

KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB

KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

Operación	Formula
Desviación	Desviación de Control [MWh] = $IP - MO_{FAB}$
OM Exportador	Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * $(IP - MO_{FAB})$
Desviación	Desviación de Control [MWh] = $MO_{FAB} - IP$
OM Importador	Valoración del Desvío [\$] = Precio FAB * $(MO_{FAB} - IP)$

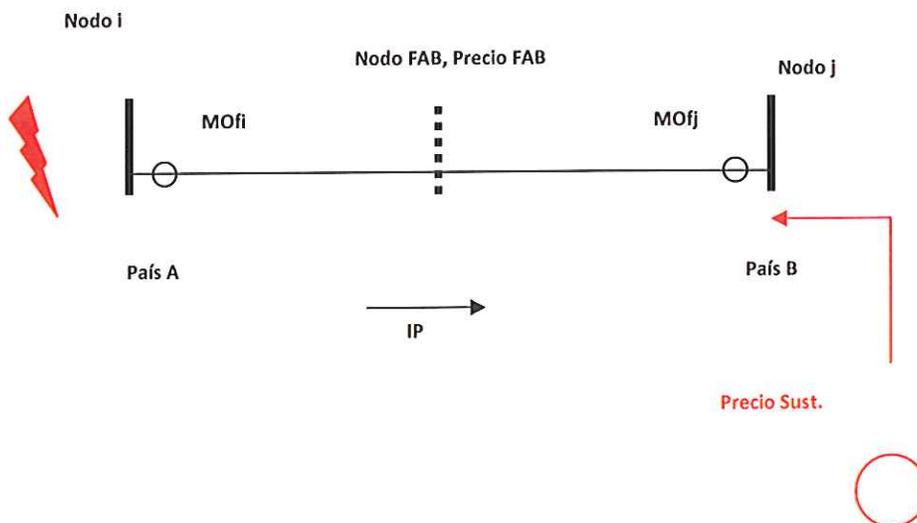
[+]:Cargo [-]:Abono

Para cada OM de cada país, se integraran los cargos y abonos resultantes de las desviaciones economicas en cada uno de los nodos asociados a las líneas de interconexion que lo unen a los sistemas vecinos. La integración de estas cantidades determinara su condicion deudora o acreedora.

## 2. Energía - Valorización de Fallas Severas

Las compensaciones por fallas serán valoradas entre parejas de OM's, basados en el lugar de ocurrencia de las fallas y la dirección del flujo programado. Las desviaciones entre los países no vecinos al fallado, serán tratados de acuerdo al numeral 1 de este anexo.

### a) Falla en el Sistema Exportador (8.4.3 i,ii)



Donde,

- Precio Sust : Precio de Sustitución del País B [\$/MWh]  
 Mofi : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]  
 Mofj : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]  
 MOF<sub>PRM</sub> : Medición Oficial Promedio [MWh]  
 MOF<sub>FAB</sub> : Medición Calculada en el Nodo FAB [MWh]  
 IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]  
 KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB  
 KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

i)  $IP > MOF_{FAB}$

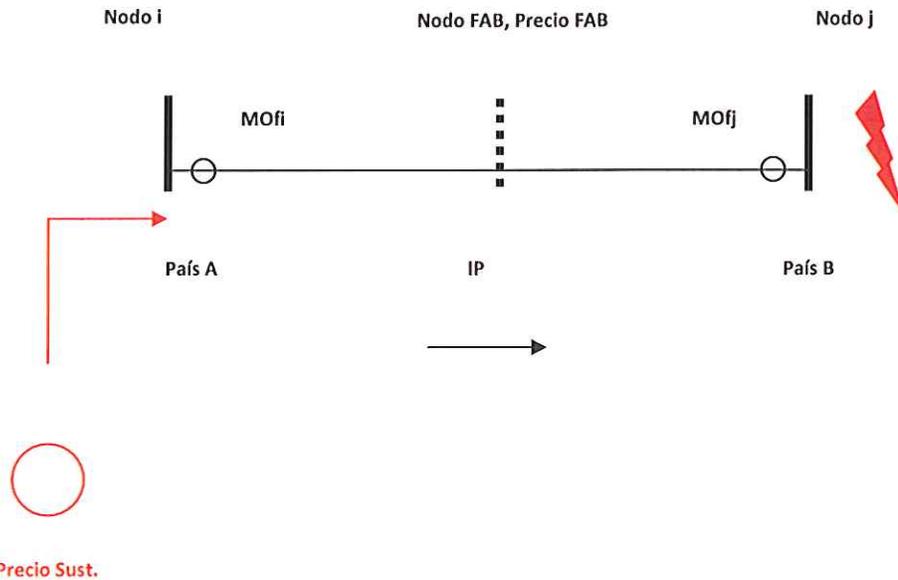
Operación	Formula
Cargo al OM Exportador	Energía de Compensación i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación monetaria i [\$] = Precio Sust. * (IP - MOF <sub>FAB</sub> )
Abono al OM Importador	Energía de Compensación j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación monetaria j [\$] = Precio Sust. * (IP - MOF <sub>FAB</sub> )

ii)  $IP < MOF_{FAB}$

Operación	Formula
Cargo al OM Exportador	Compensación i [MWh] = MOF <sub>FAB</sub> - IP
	Compensación i [\$] = 0 (CERO)
Abono al OM Importador	Compensación j [MWh] = MOF <sub>FAB</sub> - IP
	Compensación j [\$] = 0 (CERO)



**b) Falla en el Sistema Importador (8.4.3 iii,iv)**



$$MO_{FAB} = MO_{fi} - \left[ (MO_{fi} - MO_{fj}) * \left( \frac{KM_a}{KM_a + KM_b} \right) \right]$$

Donde:

- Precio Sust : Precio de Sustitución del País A [\$/MWh]
- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
- Mofi : Medición Oficial Horaria Nodo i [MWh]
- Mofj : Medición Oficial Horaria Nodo j [MWh]
- MO<sub>PRM</sub> : Medición Oficial Promedio [MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]
- KMa : Distancia de la subestación i a la frontera FAB
- KMb : Distancia de la subestación j a la frontera FAB

iii)  $IP < MOF_{FAB}$

Operación	Formula
Cargo al OM Importador	Compensación j [MWh] = $MOF_{FAB} - IP$
	Compensación j [\$] = Precio Sust. * ( $MOF_{FAB} - IP$ )
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = $MOF_{FAB} - IP$
	Compensación i [\$] = Precio Sust. * ( $MOF_{FAB} - IP$ )

iv)  $IP > MOF_{FAB}^2$

Operación	Formula
Cargo al OM Importador	Compensación j [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación j [\$] = Precio FAB * ( $MOF_{FAB} - IP$ )
Abono al OM Exportador	Compensación i [MWh] = 0 (CERO)
	Compensación i [\$] = Precio FAB * ( $MOF_{FAB} - IP$ )

### c) Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad



<sup>2</sup> Art. 8.4.3 literal iii) del RTMER.: Cuando suceda una Falla los intercambios serán tratados de la siguiente manera:

iii) Cuando la falla es en el sistema importador y el intercambio neto es menor de lo programado: Las transacciones programadas no se alteran, el OS&M del sistema importador deberá pagar conforme las transacciones programadas.



Donde,

Precio  $i,j$  : Precio Nodal Horario en el Nodo  $i,j$  [\$/MWh]

Retiro  $i$  : Retiro Programado en el Nodo  $i$  [MWh]

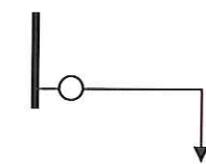
Inyección  $j$  : Inyección Programada en el Nodo  $j$  [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra $i$ [MWh] = Retiro $i$
	Compra $i$ [\$] = Precio $i$ * Retiro $i$
Abono	Venta $j$ [MWh] = Inyección $j$
	Venta $j$ [\$] = Precio $j$ * Inyección $j$

#### d) Energía - Valorización del Mercado de Oportunidad en Caso de Fallas en el Sistema de Transmisión

En el caso de fallas de transmisión, las transacciones serán distribuidas proporcionalmente en la dirección del flujo dominante del intercambio programado.

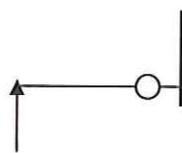
Nodo  $i$ , Precio  $i$



País A

Retiro  $i$

Nodo  $j$ , Precio  $j$



País A

Inyección  $j$

Donde,

Precio  $i,j$  : Precio Nodal Horario en el Nodo  $i,j$  [\$/MWh]

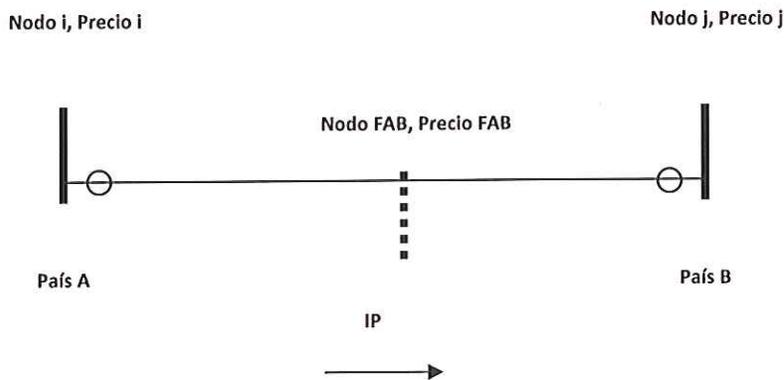
Retiro  $i$  : Retiro Asignado en el Nodo  $i$  [MWh]

Inyección  $j$  : Inyección Asignada en el Nodo  $j$  [MWh]



Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio i * Retiro i
Abono	Venta j [MWh] = Inyección j
	Venta j [\$] = Precio j * Inyección j

**e) Servicio de Transmisión Regional – Peaje Operativo**



Donde:

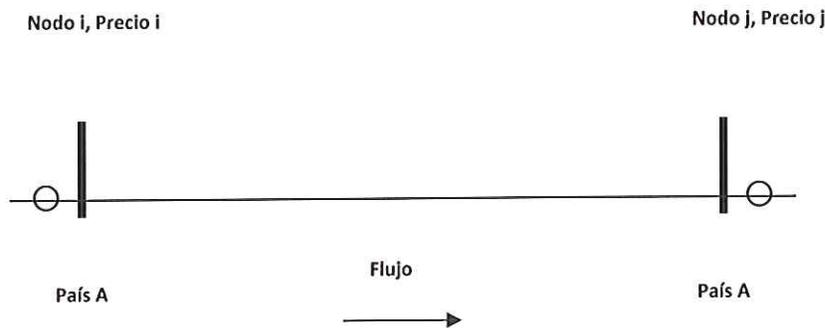
- Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]
- Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]
- Precio FAB : Precio Nodal Horario en el Nodo Frontera AB [\$/MWh]
- IP : Intercambio Horario Programado de A hacia B [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Compra del Servicio [\$] = (Pj - Pi) * IP
Abono	Venta del Servicio de transmision por peaje [MWh] = IP
	Venta del Servicio [\$] = (Pj - Pi) * IP



Los montos recolectados por los peajes serán distribuidos entre los países frontera, de manera que el país A por ejemplo recibe:  $(\text{Precio FAB} - P_i) * IP$ , y el país B:  $(\text{Precio } j - \text{Precio FAB}) * IP$ .

### f) Servicio de Transmisión Regional – Cargo Variable de Transporte



Donde,

Precio i : Precio Nodal Horario en el Nodo i [\$/MWh]

Precio j : Precio Nodal Horario en el Nodo j [\$/MWh]

Flujo : Flujo Programado en las Redes Internas del País A [MWh]

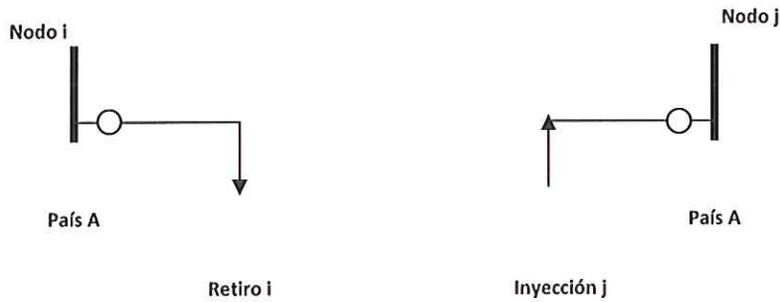
Operación	Formula
Cargo	Compra del Servicio [MWh] = Flujo
	Compra del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$
Abono	Venta del Servicio [MWh] = Flujo
	Venta del Servicio [\$] = $(P_j - P_i) * \text{Flujo}$

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

### g) Servicio de Operación del Sistema y Administración del MER

El cargo por este servicio se hará proporcionalmente a la energía correspondiente a cada operación tanto de compra como de venta, tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad..





Donde:

Precio Servicio : Precio del Servicio [\$/MWh]

Retiro i : Retiro Programado en el Nodo i [MWh]

Inyección j : Inyección Programada en el Nodo j [MWh]

Operación	Formula
Cargo	Compra i [MWh] = Retiro i
	Compra i [\$] = Precio Servicio * Retiro i
Cargo	Compra j [MWh] = Inyección j
	Compra j [\$] = Precio Servicio * Inyección j
Abono	La suma de todos los cargos colectados para que el EOR pague los servicios por administración del sistema y operación del MER

El flujo puede estar compuesto por una combinación de energía de oportunidad y/o de contratos.

### Calendario para el proceso de conciliación y liquidación:

Antes del último día hábil de cada mes, el EOR publicará el calendario de facturación y liquidación del período siguiente, de acuerdo a los días hábiles comunes en los países, el cual contendrá la programación de las actividades que se describen a continuación.

### Actividad No. 1: ENVÍO DE INFORMACIÓN DEL MES Duración: 2 días hábiles

Los OS&M enviarán por medio de correo electrónico u otro medio electrónico utilizado por el EOR, o en su defecto vía fax, la siguiente información:



- a) Lecturas de los equipos de la medición oficial de la(s) interconexión (es) del período anterior;
- b) Informe de las fallas que hayan afectado los intercambios en la interconexión (es), según los reportes de los OS&M;
- c) Reportes de transacciones de emergencia o asistencia, según los reportes de los OS&M.

**Actividad No. 2: CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN LA(S) INTERCONEXIÓN(ES) Duración: 4 días hábiles**

El EOR revisará la información enviada y preparará el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), que deberá incluir al menos lo siguiente:

El detalle horario de las transacciones validadas como parte de los contratos regionales informados

El detalle horario de las transacciones de oportunidad programadas;

La energía neta horaria producto de los desvíos y su valor al precio nodal correspondiente; La energía neta horaria producto de los desvíos por fallas y su valor al precio nodal correspondiente

Las transacciones de emergencia y su costo;

El resultado neto del período producto de todos los valores de los literales anteriores, donde se determine la condición deudora o acreedora de cada OS&M;

La lectura de la medición oficial de la(s) interconexión(es);

El listado de las fallas del período que hayan ocasionado desviaciones en los intercambios programados, con el respectivo informe de los OS&M;

Los reportes de los OS&M sobre las transacciones de emergencia.

**Actividad No. 3: ENVÍO DE DTER Y REVISIÓN DE DIFERENCIAS DE CONCILIACIÓN Duración: 2 días hábiles**

El EOR enviará el DTER a cada uno de los OS&M y esperará comentarios y observaciones.

Si existieran diferencias entre los cálculos de los OS&M, éstos dispondrán de un día adicional para solventar las diferencias. Si no existen discrepancias, el DTER se considerará oficial. Dicho documento actuará como memoria de cálculo.

**Actividad No. 4: ELABORACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DE COBRO Y PAGO Duración: 2 días hábiles**

Con base en la información contenida en DTER, el EOR procederá a emitir y a recibir los documentos de cobro y pago; es decir, que el EOR debe emitir a cada OS&M que resulte deudor por



transacciones internacionales una nota de débito (o factura) por el total de su saldo deudor, de acuerdo a lo que resulta del Documento de Transacciones Económicas Regionales, el que actuará como memoria de cálculo del importe deudor. Este emitirá la mencionada nota o factura por cuenta y orden de los acreedores, de forma tal que el EOR no adquiere la deuda, sino que solamente la gestiona.

Al mismo tiempo, el EOR debe emitir a cada OS&M acreedor por transacciones internacionales una nota de crédito por el resultado neto de sus transacciones, de acuerdo a los resultados del Documento de Transacciones Económicas Regionales.

Si el OS&M acreedor no presenta la factura en el período indicado, el EOR mantendrá dichos fondos hasta que le sea presentado el documento de cobro. Sin embargo, cuando el motivo de la demora sea justificado, por ejemplo: extravío de la factura; el EOR hará efectivo el pago, pero el OS&M involucrado deberá mandar la reposición del documento a la mayor brevedad posible.

#### **Actividad No. 5: TRANSFERENCIA DE FONDOS DE PAGO**

Una vez emitidas y recibidas las facturas, el OS&M deudor realizará el pago a más tardar el día 29 de cada mes. El cual deberá hacerse a través de transferencia bancaria a los bancos que el EOR señale para tal fin. Todos los pagos deberán hacerse en Dólares de los Estados Unidos de América. Para el efecto, los OS&M deberán efectuar las liquidaciones de sus mercados por lo menos dos días antes de la fecha de liquidación del EOR.

Al efectuar el pago, el OS&M deudor remitirá al EOR copia del comprobante de la transferencia bancaria.

#### **Actividad No. 6: VERIFICACIÓN DE FONDOS Duración: 2 días hábiles.**

El EOR realizará la verificación de fondos en las cuentas bancarias designadas y autorizadas para el cobro y pago del resultado neto de las transacciones regionales realizadas en el mes, según el DTER. De encontrar que algún OS&M no ha cubierto su deuda, se procederá a revisar si se cubre con la garantía correspondiente, de lo cual se notificará de inmediato al OS&M responsable.

#### **Actividad No. 7: LIQUIDACIÓN Duración: 1 día hábil**

Una vez que el EOR haya confirmado que los fondos para la liquidación del Mercado Eléctrico Regional están completos, procederá a efectuar las transferencias correspondientes; de no ser así, se harán pagos parciales en forma proporcional a los montos acreedores e inmediatamente, se informará a todos los OS&M de la región quien es el país responsable de dicha decisión y se comenzará a calcular los montos por mora y multas respectivas por incumplimiento de pago.

Sin embargo, cuando la liquidación se haya realizado sin problemas, el EOR enviará copia del comprobante de pago de la transferencia bancaria a los OS&M acreedores



## **Actividad No. 8: AJUSTES AL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Duración: 30 días calendario**

Si existieren reclamos de alguno de los OS&M después de finalizado el proceso de facturación y liquidación, se dispondrá de 30 días contados a partir del día de liquidación, para efectuar y resolver dicho reclamo. De ser válido, se procederá a realizar el ajuste correspondiente en el siguiente período de liquidación.

### **5.2. Garantías, Mora y Falta de Pago de las Obligaciones del MER:**

Se presenta la Metodología para el cálculo de las garantías, mora y falta de pago de las obligaciones del MER, las cuales se complementan con los numerales 2.9.4 y 2.10 del Libro II del RMER:

Todo agente deberá poner a disposición de su OS&M, las garantías de pago que aseguren sus compromisos ante su mercado, para que a su vez el OS&M pueda garantizar los pagos ante el EOR.

La garantía deberá ser un instrumento financiero de disponibilidad inmediata, es decir, la ejecución de la misma se hará efectiva en el instante que se solicite al Banco y deberá mantenerse siempre vigente.

El monto de la garantía será equivalente por lo menos al importe previsto por el OS&M para cubrir las obligaciones de o de los Agente(s) con el Mercado Regional durante un mes, basado en las transacciones de oportunidad solicitadas por ellos. La garantía se hará efectiva si el Agente incumple con pagar los saldos deudores que se indiquen en el DTER.

Si el Agente hiciera uso de su garantía, el Banco deberá informarlo inmediatamente al OS&M, quien le solicitará que la garantía sea restituida. En todo caso, sus transacciones estarán limitadas al monto disponible de la garantía.

En caso de incumplimiento con el requisito de la garantía, el EOR iniciará el expediente respectivo para remitirlo a la CRIE.

Los OS&M asimismo, asumen la responsabilidad de transferir los pagos que correspondan a las transacciones internacionales que hayan sido realizadas y conciliadas en el Mercado Eléctrico Regional.

El EOR como administrador regional de Mercado es el responsable de asegurar la efectiva liquidación mensual del Mercado Eléctrico Regional. Para tal fin, cada OS&M abrirá una cuenta bancaria en el país que le indique el EOR, para que éste administre la liquidación y cobranza de acuerdo a los procedimientos establecidos en esta Normativa Transitoria.

Si de la operación comercial se registran casos de morosidad y/o falta de pago, el OS&M deudor notificará al agente moroso que:

Será penalizado con sanción monetaria de acuerdo a las resoluciones aprobadas por la CRIE;

De registrarse reiteración en incumplimientos de pago, el EOR podrá pedir a través de la CRIE al OS&M retirar la habilitación al Agente del Mercado, que hacia adentro le adeude.

Las deudas por transacciones internacionales tendrán un recargo por mora, cuya tasa de interés será la Tasa Libor más 3%.

El EOR debe cubrir en primer lugar, la falta de pago con la ejecución de la garantía y exigir a reponer el monto correspondiente en su depósito de garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor por el monto a reponer. El EOR debe intercambiar la información sobre las situaciones de incobrabilidad y mora que se registren.

Las sanciones por el no cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER, no se aplicarán en el plazo de un año, contado a partir de la entrada en vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario.

